



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
ТОО «Аскер Мунай»

 Г.Е. Кулумбетов  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУРБАЙТАЛ НАДСОЛЕВОЕ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 ГОДА

Договор № АСКЕР-ГЕОУ/2023.ОК-378500

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,  
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора  
по экологии

Директор департамента охраны недр  
и окружающей среды

Ответственный исполнитель,  
главный специалист



И. О. Герштанский

А. О. Дусенбаева

Л. У. Ешбаева

З. Ж. Мурталиев

Ақтау, 2023 г.

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

### Список исполнителей

Подпись

Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды



Л.У.Ешбаева

(подпись)

Ответственный исполнитель,

Главный специалист



З.Ж.Мурталиев

(подпись)

Главный специалист



Т.Ю.Мигунова

(подпись)

Главный специалист



Г.А.Мендигазиева

(подпись)

Старший специалист



И.А.Саргожа

(подпись)

Специалист



А.Н.Сатканкул

(подпись)

Т.контроль



Л.У.Ешбаева

(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>7</b>
<b>ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>12</b>
<b>1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>16</b>
<b>1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>16</b>
1.1.1 Общие сведения о месторождении .....	16
1.1.2 Климатическая характеристика.....	18
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей .....	24
1.1.3 Поверхностные воды.....	26
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	27
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения .....	32
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения .....	47
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....	47
1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти и конденсата месторождения в поверхностных условиях .....	50
1.1.6.3 Компонентный состав газа месторождения .....	55
1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона .....	57
1.1.8 Характеристика растительного покрова региона .....	60
1.1.9 Характеристика животного мира региона.....	65
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона .....	72
1.1.11. Памятники истории и культуры региона.....	74
<b>1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....</b>	<b>76</b>
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха .....	76
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов.....	77
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе .....	79
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова .....	80
<b>1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>	<b>81</b>
1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	81
1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него .....	81
<b>1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>82</b>
<b>1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>83</b>
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки .....	83
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики .....	87
1.5.2.1 Обоснование расчетных вариантов нефтяных залежей и их исходные характеристики.....	87
1.5.2.2 Обоснование расчетных вариантов разработки газовых залежей и их исходные характеристики .....	93
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки .....	96
1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин .....	105
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) газа .....	110
<b>1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ.....</b>	<b>112</b>

<b>1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>114</b>
<b>1.8 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ .....</b>	<b>115</b>
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха .....	115
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	115
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	118
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ .....	123
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ .....	125
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух .....	138
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха .....	139
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод .....	142
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды .....	142
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод .....	144
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды .....	146
1.8.3 Оценка воздействия на недра .....	149
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество) .....	149
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы .....	153
1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород .....	155
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы .....	156
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта .....	156
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв .....	159
1.8.5 Оценка воздействия на растительность .....	160
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние .....	160
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории .....	161
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова .....	164
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир .....	165
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных .....	165
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных .....	167
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира .....	168
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду .....	170
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий .....	170
<b>1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>176</b>
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления .....	176
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления .....	181
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами .....	183

1.9.4 Программа управления отходами .....	185
<b>2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....</b>	<b>189</b>
2.1 Социально-экономические условия региона .....	189
2.2 Социально – экономическое положение региона .....	190
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона .....	196
<b>3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>197</b>
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта .....	199
<b>4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>204</b>
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ) .....	204
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели .....	204
4.3 Различная последовательность работ .....	204
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели .....	206
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ) .....	207
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду) .....	207
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту) .....	208
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду .....	208
<b>5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>209</b>
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления .....	211
5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды .....	211
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности .....	212
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .....	213
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .....	214
<b>6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>215</b>
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности .....	215
6.2 Биоразнообразие .....	217
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации) .....	217
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод) .....	218
6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него) .....	220
6.6 Спротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем .....	221



6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты .....	222
<b>7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>223</b>
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения .....	223
7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов) .....	226
<b>8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ .....</b>	<b>227</b>
<b>9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....</b>	<b>230</b>
<b>10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>232</b>
<b>11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.....</b>	<b>233</b>
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия .....	234
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду .....	238
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий .....	240
11.4 Безопасность жизнедеятельности .....	242
11.4.1 Общие положения .....	242
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности .....	243
<b>12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ .....</b>	<b>246</b>
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха .....	246
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	248
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	250
12.4 Мероприятия по сохранению недр .....	252
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений .....	254
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов .....	256
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов .....	257
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	261
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	262
<b>13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....</b>	<b>264</b>
<b>14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ .....</b>	<b>266</b>
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений .....	266

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	267
<b>15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....</b>	<b>270</b>
<b>16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>	<b>271</b>
<b>17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....</b>	<b>272</b>
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду .....	272
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	275
<b>18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....</b>	<b>278</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....</b>	<b>279</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>282</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Компания ТОО «Аскер Мунай» является недропользователем месторождения Каратобе - Бурбайтал на основании Договора №б/н от 29 октября 2012 года купли-продажи между ТОО «Казэмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» и ТОО «Аскер Мунай», согласно которому права недропользования по Контракту №1280 от 13 декабря 2003 года были переданы ТОО «Аскер Мунай» (Дополнение к Контракту №3). Согласно Дополнению №6 от 05 мая 2018 года период разведки для оценки продлен до 12 сентября 2020 года. Согласно Дополнению №7 от 28.08.2020 года период разведки для оценки продлен до 31.12.2022 года. (Письмо за № 11-04/ЭК-282 от 25.02.2020 г. Министерство энергетики).

Первые геофизические исследования в южной части междуречья Урал-Волга были начаты в 1938-1939 гг. вариометрическими исследованиями. В результате их проведения были выявлены региональные особенности строения гравитационного поля, подтверждена принадлежность территории к площади развития соляной тектоники.

Сейсмические исследования МОВ начали проводиться с 1958 г. полевыми партиями конторы «Казахстаннефтегеофизика», Прикаспийской геофизической экспедицией НВНИИГГ (г. Астрахань), Уральской геофизической экспедиций управления «Казнефтегазразведка». В результате проведенных работ изучено строение мезо-кайнозойских отложений и схематически – строение соляного купола Каратобе. В частности было установлено, что минимум Каратобе в плане представляет собой солянокупольную структуру юго-восточного простирания с минимальной глубиной залегания кровли соли на своде 900 м. На юго-востоке от Каратобе было выявлено локальное поднятие Бурбайтал.

В 1975-1976 гг. Уральская геофизическая экспедиция управления «Казнефтегазразведка» провела сейсмические исследования методами ОГТ и КМПВ с целью подготовки структур Каратобе и Бурбайтал под глубокое поисковое бурение по юрско-пермотриасовому комплексу отложений. По результатам этих работ составлены сейсмические разрезы в масштабе 1:10000, структурные карты по опорным отражающим горизонтам.

Полученные материалы указывают на наличие заметного несогласия структурных планов юрско-мелового и пермотриасового комплексов отложений.

В 2004 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен повторный анализ геолого-геофизических материалов по данной площади, в результате были даны рекомендации на возобновление нефтепоисковых работ и составлен проект разведки нефтяных и газовых залежей в надсолевых отложениях, в пределах контрактной территории, включая поднятия Бурбайтал и



Каратобе.

В 2005 году, согласно утвержденному проекту на юго-западном крыле поднятия Бурбайтал пробурена поисковая скважина Т-2, явившаяся первооткрывательницей месторождения, в которой при опробовании альбского горизонта в интервалах 602-604 м и 612-620 м (горизонт А-I) был получен приток воды с нефтью дебитом до 75,2 л/час, при этом содержание нефти постепенно увеличивалось от 80%.

В конце 2006 - в начале 2007 гг. по заказу ТОО «КазЭмир Ойл Девелопмент Лимитед Алматы» на структурах Каратобе и Бурбайтал были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и 2Д. Полевые сейсморазведочные работы выполнял АО «Азимут Энерджи Сервисез».

В 2006 г. на поднятии Бурбайтал был выполнен Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях по состоянию на 01.01.2007 г. (Протокол ГКЗ РК №577-07-П от 14.03.2007 г.). В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Гос. баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории  $C_1$  в количестве 136/41 тыс.т, по категории  $C_2$  в количестве 342/103 тыс.т, запасы газа по категории  $C_1$  49 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  7 млн.м<sup>3</sup>.

При дальнейшей работе на месторождении ГКЗ рекомендовала Недропользователю: обеспечить полноту геологического доизучения месторождения: провести бурение в пределах грабена и изучение продуктивности вскрытых отложений, опробовать залежь северо-восточного крыла, отобрать и исследовать керн для построения петрофизических зависимостей и обоснования принятых методик интерпретации материалов ГИС, отобрать и изучить пробы пластовых флюидов.

Во исполнение рекомендаций ГКЗ были пробурены 11 разведочных скважин, отобран и проанализирован керн из 6-ти скважин, отобраны и проанализированы 12 поверхностных и 3 глубинные пробы нефти и 7 проб газа.

Проведены сейсморазведочные работы 3Д, в объеме 152 кв. км в 2007 г. и 325 кв. км в 2015г., результаты которых позволили подтвердить ранее представленную структурно-тектоническую модель месторождения, уточнить местоположение разломов, выделить в пределах северного крутого уступа соли структуру в отложениях триаса, в результате чего были выявлены самостоятельные залежи нефти и газа.

В 2013 г. был разработан «Проект поисковых работ на отложения нижнепермского, каменноугольного и девонского возрастов в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому была пробурена скважина №101 глубиной 6750 м, в результате опробования которой был получен приток газа, конденсата и легкой нефти.



В 2014 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был разработан «Проект поисковых работ на надсолевые отложения в пределах контрактной территории ТОО «Аскер Мунай». Согласно данному проекту на поднятии Бурбайтал были пробурены 3 скважины (№№ 401, 402, 403), которые выявили нефтегазоносность триасовых отложений.

В 2017 г. был составлен «Проект оценочных работ на участке Каратобе-Бурбайтал на контрактной территории ТОО «Аскер Мунай», согласно которому в 2018 г. были пробурены скважины 408 и 409.

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК №2150-20-П от 29.01.2020 г.).

В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Государственный баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории  $C_1$  в количестве 2623/787 тыс.т., по категории  $C_2$  в количестве 2637/756 тыс.т., запасы растворенного газа по категории  $C_1$  – 47/13 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 50/12 млн.м<sup>3</sup>, запасы свободного газа по категории  $C_1$  – 1133/851 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 177/133 млн.м<sup>3</sup>.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, в частности, девонские отложения;
- отобрать пробы пластовой воды, выполнить анализ;
- провести дополнительные газоконденсатные исследования;
- предусмотреть отбор и исследования глубинных проб нефти Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX и А-II горизонтов;
- доизучить запасы категории  $C_2$  с целью перевода в категории  $C_1$ .

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования промышленной разработки месторождения. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По итогам реализации ППЭ и накопленной фактической информации по скважинам в 2023 г. был составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Основанием для составления, которого послужило окончание срока разведки по Контракту № 1280 и необходимость перехода на промышленный этап разработки месторождения.

Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое выполнен согласно рекомендациям методического руководства по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и законов РК.

В «Проекте разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния разработки, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

**«Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г»** представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки...» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях...», способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды.

«Отчет о возможных воздействиях...» выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.

- «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
- действующие законодательные и нормативные документы Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Данный отчет выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года. (Копия прилагается).

## **ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

*Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI*, является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования. В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, применяются положения Экологического Кодекса.

Требования Экологического кодекса направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования. В кодексе определены объекты и основные принципы охраны окружающей среды, экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, экономические механизмы охраны окружающей среды и компетенции органов государственной власти и местного самоуправления, права и обязанности граждан и общественных организаций в области охраны окружающей среды.

В Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований (ст. 397).

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

- соблюдение нормативов качества окружающей среды;
- обезвреживание и утилизация опасных отходов;
- использование малоотходных и безотходных технологий;
- применение эффективных мер предупреждения загрязнения окружающей среды;
- воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов.

Финансирование и реализация проектов, по которым отсутствуют положительные заключения государственных экологической экспертизы запрещаются.



Кроме Экологического кодекса вопросы охраны окружающей среды и здоровья населения регулируются следующими основными законами:

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года №481 (с изменениями и дополнениями.);
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442 (с изменениями и дополнениями.);
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477 (с изменениями и дополнениями);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93 (с изменениями и дополнениями);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V;
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI;
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242 (с изменениями и дополнениями);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175;
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593 (с изменениями и дополнениями);
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2021 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V (с изменениями и дополнениями);
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 (с изменениями и дополнениями);
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 года №193-IV (с изменениями и дополнениями.).

Казахстанское природоохранное законодательство базируется на использовании экологических критериев, таких как предельно допустимые концентрации (ПДК) и нормативы эмиссий.

Токсичные и высокотоксичные вещества, используемые при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, а также опасные производственные процессы должны соответствовать требованиям, Экологического Кодекса Республики Казахстан, Водного кодекса Республики Казахстан, Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» и законов Республики Казахстан «О техническом регулировании» от 9 ноября 2004 года, «О безопасности химической продукции» от 21 июля 2007 года.

К нормативам эмиссий относятся: технические удельные нормативы эмиссий; нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ; нормативы размещения отходов производства и потребления; нормативы допустимых физических воздействий (количества тепла, уровня шума, вибрации, ионизирующего излучения и иных физических воздействий). Статус различных видов особо охраняемых территорий определен в *Законое «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями и дополнениями)*.

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются *«Водным кодексом» РК*. В ст. 120 данного закона указывается на то, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод.

В соответствии с требованиями *Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»* при выборе земельных участков для строительства зданий и сооружений должны проводиться исследование и оценка радиационной обстановки в целях защиты населения и персонала от влияния природных радионуклидов.

*Закон РК «Об обязательном экологическом страховании»* предусматривает обязательное экологическое страхование для всех экологически опасных предприятий. Страховым случаем будет являться внезапное непредвиденное загрязнение окружающей среды, вызванное аварией, сопровождающееся сверхнормативным поступлением в окружающую среду потенциально опасных веществ и вредных физических воздействий.

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

Животный мир является важной составной частью природных богатств Республики Казахстан. **Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»** принят для того, чтобы обеспечить эффективную охрану, воспроизводство и рациональное использование животного мира. В нем определены основные требования к охране животных при осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств. Закон определяет порядок осуществления государственного контроля охраны, воспроизводства и использования животного мира, а также меры ответственности за нарушение законодательства.

В соответствии с Экологическим кодексом, для официального утверждения любого проекта в Республике Казахстан необходимо проведение его экологической экспертизы государственным уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

На Государственную экологическую экспертизу представляется проектная документация с оценкой воздействия на окружающую среду с материалами обсуждения представляемых материалов с общественностью.

Общественные слушания проводятся в соответствии с **«Правилами проведения общественных слушаний»**, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286.

В соответствии с Экологическим кодексом используются такие экономические механизмы регулирования охраны окружающей среды и природопользования, как плата за эмиссии в окружающую среду, плата за пользование отдельными видами природных ресурсов, экономическое стимулирование охраны окружающей среды, экологическое страхование, экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде и т.д.

В соответствии с Экологическим кодексом все природопользователи, осуществляющие эмиссии в окружающую среду, обязаны получить в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды разрешение на эмиссии в окружающую среду. При этом под эмиссиями понимаются выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления в окружающей среде, вредные физические воздействия.

Объемы допустимых выбросов и сбросов, объемы отходов и нормативы физических воздействий определяются в соответствии с требованиями **«Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»**, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

## **1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

#### **1.1.1 Общие сведения о месторождении**

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан. Координаты отвода: 46°42'12" СШ - 49°25'35" ВД; 46°41'59" СШ - 49°32'57" ВД; 46°40'40" СШ - 49°33'00" ВД; 46°36'15" СШ - 49°38'49" ВД; 46°34'26" СШ - 49°37'46" ВД; 46°34'59" СШ - 49°33'22" ВД; 46°39'05" СШ - 49°31'42" ВД; 46°41'05" СШ - 49°25'29" ВД;

Горный отвод выдан Министерством индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан Комитета геологии (№31-09/1194 от 12.05.2023 года. Рег №582-Д от 12.05.2023 года). Площадь участка недр составляет – 92,89 кв.км. Глубина отвода – от абсолютной отметки минус 1900 м.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклинальным понижением в сторону Каспийского моря. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур. Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.1.1.



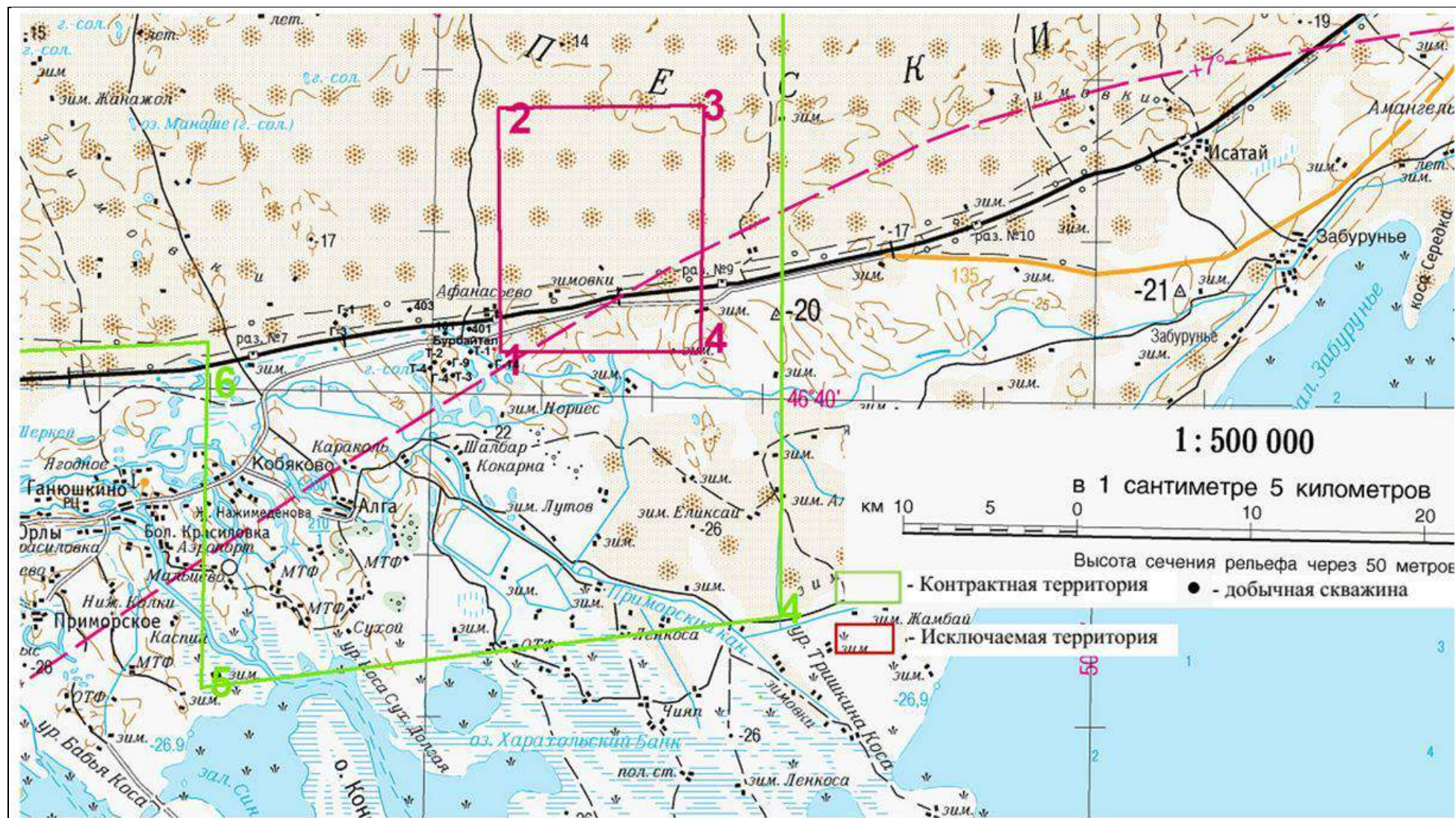


Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения.



### **1.1.2 Климатическая характеристика**

Метеорологические условия Северного Каспия определяются его географическим положением: он находится в зоне континентального климата, и окружающие его районы представляют полупустыню и пустыню. Гидрометеорологический режим этого полузамкнутого, почти изолированного водоема формируется в условиях континентального климата, особого мелководья с максимальной глубиной не более 10 м и во многом зависит от колебаний фонового уровня и стока рек Урал и Волга. Для этой части Каспийского моря характерна, из-за крайне малых уклонов дна прибрежной зоны моря и прилегающей к ней суши, постоянная миграция береговой линии.

Северные и восточные берега моря из-за низменности и равнинности, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Атмосферные процессы здесь протекают под влиянием полярного, тропического и арктического вторжений воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями уровня Каспийского моря. Поэтому характерным здесь является малое количество осадков, низкая влажность воздуха, значительное испарение, большие перепады температуры воздуха в сезонном и суточном ходе.

Метеорологический режим исследуемой территории представлены данными наблюдений на метеостанции Ганюшкино, как наиболее близко расположенной метеостанции.

#### ***Температура воздуха***

Среднегодовая температура воздуха над Северным Каспием находится в пределах от 10,5 до 11,5°C. В зимний период температурное поле над северной частью Каспийского моря крайне неоднородно вследствие наличия ледяного покрова. Температура воздуха везде отрицательна. В самые холодные месяцы года средняя месячная температура воздуха изменяется от минус 1°C до минус 10°C.

В наиболее суровые зимы морозы достигают минус 30°C. Весной температура воздуха быстро повышается, и к концу сезона средняя месячная температура составляет от 16 до 18°C. Летом средняя месячная температура воздуха повсеместно составляет от 22 до 26°C, а наибольшая – от 35 до 40°C.

В начале осени еще сохраняется летний характер погоды, но к середине сезона она становится неустойчивой. Температура воздуха понижается (особенно заметно – на севере моря), и увеличивается ее контрастность. Средняя температура октября составляет от 0 до 3°C. В холодное время года (октябрь-март) над Северным Каспием отмечаются значимые горизонтальные градиенты температуры воздуха, что связано с влиянием воздушной массы, формирующейся над Средней Азией и Сибирью.

В теплое время термическое поле достаточно сглажено, и температурные контрасты выражены слабо. Большую часть года (с конца августа по апрель) средняя температура воздуха над открытым морем выше, чем на побережье, и лишь во вторую половину весны и летом ее распределение изменяется на обратное.

В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1°C.

В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4°C до минус 8°C, испытывая понижения ночью до минус 16°C и повышения днем до минус 2°C. Здесь температура воздуха ниже минус 10°C держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца.

В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до минус 30°C, а в аномально теплые - неожиданные оттепели до 5-15°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца – 5,2°C.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3°C, претерпевая днем увеличение до 30-33°C, а ночью понижение до 18-20°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13°C.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30°C, наступает во второй половине июня и продолжается до середины августа.

В результате охлаждающего воздействия моря жаркая погода на самом Каспии и его побережье имеет меньшую повторяемость. Например, в Курмангазы температура выше 30°C в среднем наблюдается на протяжении около 25 дней (максимально – 1,5 месяца), а температура выше 35°C - только 7-8 дней.

Абсолютная максимальная температура воздуха – 40°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10°C - от 170 до 180 дней.

#### ***Влажность воздуха***

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой

относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 68 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

### ***Атмосферные осадки***

Режим осадков на побережье Каспийского моря зависит, в первую очередь, от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс, а также от особенностей рельефа Каспийского побережья.

Главная причина выпадения осадков на северо-западном побережье Каспийского моря в холодный период года – высотная ложбина холодных масс над Кавказом и Каспийским морем и теплый высотный гребень над Средиземным морем и Скандинавией. Такое расположение барических центров приводит к вторжению холодного воздуха на побережье Каспийского моря.

Четкая сезонная изменчивость количества осадков не прослеживается, слабо выраженный максимум наблюдается в теплый период года.

По сезонному ходу осадков северная и южная половины рассматриваемой акватории различны: максимум осадков на них приурочен соответственно лету и зиме.

В этих особенностях проявляется комбинированное влияние географического положения и собственно водных масс, подавляющих процессы конденсации влаги в атмосфере над морем в теплое время года.

Количество осадков составляет от 160 до 200 мм в год, в дождливые годы оно возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя.

Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Водный баланс Каспийского моря определяется в основном речным стоком и осадками (приходная часть) и испарением (расходная часть).

В приходной части решающую роль играет сток, доля которого составляет примерно 80 % от общего поступления воды в море. За год Каспийское море отдает в атмосферу в пять раз больше влаги, чем от нее получает.

Наибольшее количество осадков выпадает в холодную половину года (60 %), остальное (40 %) – в теплую. Наибольшая годовая разность между испарением и

количеством осадков приходится на Северный Каспий и на северную половину юго-западной части моря.

### ***Снежный покров***

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 8 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

### ***Ветровой режим***

Ветровой режим в различных частях моря неодинаков. Условной границей между областями с разным ветровым режимом можно считать линию, проходящую от острова Чечень к Форту-Шевченко. К северу от этой линии распределение атмосферного давления и ветров имеет четко выраженный сезонный характер и почти целиком зависит от распределения центров действия атмосферы.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет от 3 до 7 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель.

Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32.

Штормовые ветры чаще наблюдаются от востока и северо-востока. Восточные ветры являются нагонными, а западные – сгонными.

Максимальная скорость ветра может достигать 40 м/с; ветры со скоростью 34 м/с отмечаются 1 раз в 40-50 лет. Преобладающими являются восточные ветры, наибольшая их повторяемость приходится на осень, зиму и раннюю весну.

В холодное время года преобладают восточные и юго-восточные ветры. В первую половину весны нередки ветры и западных направлений, а во вторую половину осени и зимой – северных. Повторяемость слабых ветров менее 6 м/с составляет в среднем летом 63 %, в остальные сезоны – от 40 до 43 %.

Средние месячные скорости ветра в течение года изменяются незначительно от 2,8 до 5,4 м/с (метеостанция Ганюшкино).

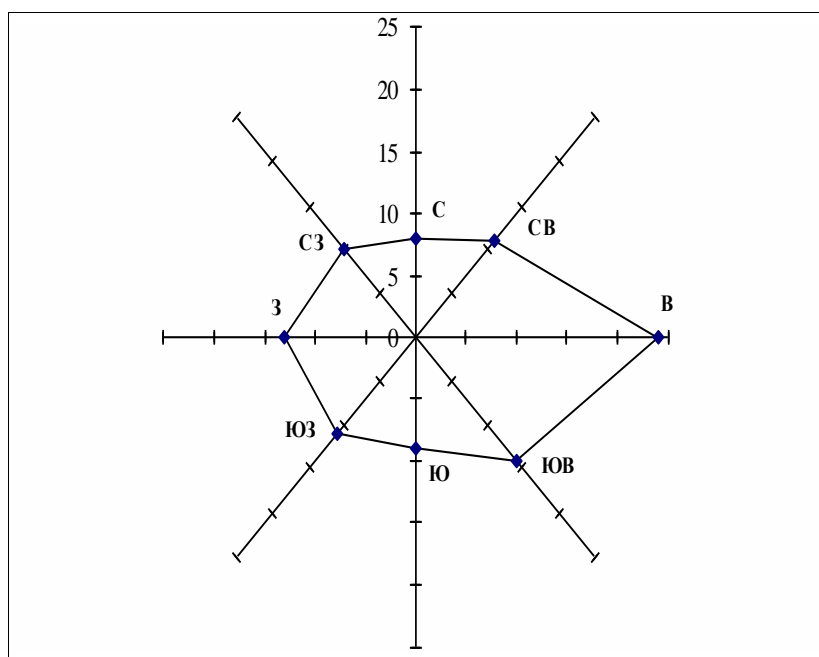
Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

Средняя повторяемость направлений ветра по данным метеостанции Ганюшкино представлена в таблице 1.1.2.1.

**Таблица 1.1.2.1 - Средняя повторяемость направлений ветра**

Многолетняя роза ветров, %	м/с Ганюшкино
С	8
СВ	11
В	24
ЮВ	14
Ю	9
ЮЗ	11
З	13
СЗ	10
Штиль	21
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость, которой составляет 5 %, м/с	12

Более наглядное представление о характере распределения ветра по румбам представлена на рисунке 1.1.2.1.



**Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров**

### ***Опасные погодные явления***

Одним из самых опасных явлений погоды, приводящих к значительному ухудшению видимости – от километра до нескольких метров – является туман.

Процесс туманообразования в значительной степени зависит от особенностей подстилающей поверхности, физико-географических и гидрометеорологических условий исследуемой территории. Наиболее часто туманы наблюдаются на море с ноября по февраль, что объясняется тем, что температура поверхностного слоя воды ниже, чем температура воздуха над ним, и сравнительно высокой относительной влажностью воздуха. В холодное время года над морем преобладают адвективные туманы, которые возникают при выносе теплых масс с юга. Туманы наблюдаются в основном в предутренние и утренние часы в период полного затишья или слабых (от 1 до 3 м/с) ветров, при понижении температуры перед восходом солнца. На северо-западном побережье на долю таких туманов в теплое



полугодие приходится от 60 до 65 %. Рассеяние туманов происходит днем, после восхода солнца, при некотором повышении температуры воздуха и усилении ветра.

В открытом море повторяемость туманов на Северном Каспии весной и летом составляет от 1 до 3 %, а осенью и зимой – от 6 до 12 %. На побережье число дней в году с туманами колеблется от 28 до 47. Наиболее часты они зимой и в начале весны. В конце весны и летом туманы очень редки. Осенью среднее число дней с туманами увеличивается от 1-3 в сентябре до 4-6 в ноябре.

В рассматриваемом районе повсеместно наибольшая облачность наблюдается в холодный период года, наименьшая – летом. Зимой преобладают слоисто-дождевые облака, летом – кучевые с многочисленными просветами. В течение суток максимум облачности отмечается утром, минимум – днем и вечером. Ясных дней бывает больше всего с июня по сентябрь, пасмурных – с ноября по март. В Северном Каспии среднее годовое число ясных дней на побережье составляет от 63 до 94, пасмурных – от 94 до 121. Летом на северном побережье средняя облачность равна 30-35 %, зимой – 62 %. Незначительная облачность при малой влажности способствует заметному усилению испарения. Метели наиболее вероятны в конце зим, а их максимальная зарегистрированная продолжительность около 10 часов.

Для Прикаспия обычны пыльные бури (таблица 1.1.2.2). Число дней с пыльной бурей на побережье в год составляет около 30 дней, при максимуме 40 дней и более. Бури здесь обычно начинаются в 10-12 часов дня, длятся они в 70-75 % всех случаев не более 6 часов. Повторяемость пыльных бурь с непрерывной продолжительностью более 12 часов не превышает 10 %. В 1-2 % случаев буря может длиться более суток. Во время бури, особенно в ее начале, видимость уменьшается до 300 м и менее. Среднее количество часов с ограниченной видимостью (0-300 м) равно 11-13 часов в год.

**Таблица 1.1.2.2 - Опасные погодные явления (средние многолетние данные по метеостанции Атырау)**

Среднее число дней	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
с туманом	7	6	5	2	0,5	0,2	0,04	0,3	1	3	6	9
с грозой	-	-	0,02	0,09	2	3	4	2	0,6	0,07	0,02	
с метелью	2	2	1	0,07	-	-	-	-	-	0,04	0,5	1
с градом	-	-	0,02	0,1	0,1	0,1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	-
с пыльной бурей	0,4	0,7	2,4	5,5	4,1	3,6	3,7	3,4	3,8	2,4	0,5	0,5

Грозы наблюдаются летом: число дней с грозами составляет от 6 до 10 в году, средняя продолжительность этого явления равна 1,7 часа. Град случается очень редко: 1-2 раза в 5 лет и отмечается летом.

#### **1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей**

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует самоочищению атмосферы, за счет малого поступления осадков. Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов. Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Атырауская область относится к III зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).



Рисунок 1.1.2.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

### 1.1.3 Поверхностные воды

Гидрографическая сеть месторождения Бурбайтал надсолевое не развита. Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» отсутствуют.

Территория Атырауской области бедна приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км<sup>2</sup>.

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагиз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Уил, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка.

В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км<sup>2</sup>). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах и песках.

Река Урал – является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км). Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, г. Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море. Река Урал – единственная не зарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана р. Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна. Средняя продолжительность паводка – 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80% годового стока. Средне - многолетний пик паводка приходится на середину мая.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых

вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Мощным открытым водным бассейном региона является Каспийское море. Средняя глубина моря в прибрежной части от 1 до 5 метров. Уровень подвержен колебаниям.

По последним данным уровень Каспия составляет минус 26,95 – 26,97 м. Колебания уровня моря увязываются с климатическими факторами. Вода в Каспийском море слабо соленая.

#### **1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения**

В гидрогеологическом отношении месторождение Бурбайтал расположено крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна.

По условиям формирования и залегания подземные воды надсолевого комплекса рассматриваемой территории делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод со свободной поверхностью или слабо напорных подземных вод. К ним относятся водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным отложениям. Нижняя зона распространения напорных вод всюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водонепроницаемой толщей турон-нижнемиоценовых отложений. К этой зоне приурочены водоносные комплексы и горизонты альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских и триасовых отложений.

По состоянию на 01.01.2023 г для изучения свойств и состава воды надсолевого комплекса месторождения Бурбайтал, были отобраны и проанализированы 3 пробы из 2-х скважин: Т-1 и 402, из них 1 проба представляет собой пластовая вода, по двум пробам состав изменен и не отражает начальных свойств пластовой воды. Пробы отмеченные в примечания «\*» отбракованные из за существенных отклонений (высокая минерализация, высокая содержания анион-катионов) в расчетах не участвуют. Анализы проб воды получены из юрских и триасовых отложений.

Исследования были выполнены в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ» и в аккредитованном лаборатории ТОО «КазНИГРИ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды,



общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бром, иоду и закисному железу.

Результаты проведенных химанализов показывают: проба воды из скважины **Т-1** (интервал 1208-1212 м) отобрана в 28.04.2008 году. Исследования была выполнена в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бром, иоду и закисному железу. Минерализация вод составляет 91,5 г/дм<sup>3</sup>, при плотности 1,068 г/см<sup>3</sup>. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при рН<6,90 вода характеризуются как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием  $\text{Ca}^{2+}$   $\text{Mg}^{2+}$ , составляет 161,4 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий ( $\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$ ) - 32797 мг/дм<sup>3</sup>; кальций ( $\text{Ca}^{2+}$ ) - 1202 мг/дм<sup>3</sup>; магний ( $\text{Mg}^{2+}$ ) - 1216 мг/дм<sup>3</sup>; хлориды ( $\text{Cl}^{-}$ ) - 56174 мг/дм<sup>3</sup>; сульфаты ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) - отсутствует; гидрокарбонаты ( $\text{HCO}_3^{-}$ ) - 110 мг/дм<sup>3</sup>. Из микрокомпонентов определены: бром, иод. Содержание брома (Br) в количестве - 3,14 мг/дм<sup>3</sup>, иода (I) - 0,16 мг/дм<sup>3</sup>, а также присутствует закисное железо (Fe) - 8,50 мг/дм<sup>3</sup> и мех. примеси - 454 мг/дм<sup>3</sup> (табл. 1.1.4.1). Проба воды из скважины Т-1 по определению ионно-солевого комплекса и микрокомпонентного состава, является пластовой.

Проба воды из скважины **402** отобрана в 2014 году. Из скважины 402 получены 2 пробы воды. Одна проба получена в 6 декабря с Т-III горизонта (интервал 1567-1573 м) и вторая проба получена в 14 декабря с Т-IV горизонта (интервал 1490-1496 м, 1500-1510 м). Исследования были выполнены в аккредитованном лаборатории ТОО «КазНИГРИ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости.

Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды триасовых отложений представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне от 204,7-206 г/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 205,4 г/дм<sup>3</sup>, при плотности 1,164 г/см<sup>3</sup>. По кислотно-щелочным свойствам при рН<6,54 вода характеризуются слабокислые, с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием  $\text{Ca}^{2+}$   $\text{Mg}^{2+}$ , составляет 573,1 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее:  $\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$  варьирует в диапазоне 68641,2-68648 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 68644,6 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Ca}^{2+}$  находится в диапазоне 8489,2-8952,8 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 8721

мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>2+</sup> изменяется в диапазоне 1642,4-1646,7 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 1644,6 мг/дм<sup>3</sup>, Cl<sup>-</sup> варьирует в диапазоне 124937,5-125837,2 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 125387,4 мг/дм<sup>3</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> изменяется в диапазоне 795-910,2 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 852,6 мг/дм<sup>3</sup>, HCO<sub>3</sub> варьирует в диапазоне 88-92,8 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 90,4 мг/дм<sup>3</sup>. Микрокомпоненты не определены. Присутствуют механические примеси 0,030-0,100 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,065 мг/дм<sup>3</sup> (таблица. 1.1.4.2).

По данным результатов анализов, выполненных в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», определено, что вода из скважины Т-1 является пластовая, кондиционная, что данный анализ отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, является характерными для пластовых вод данного региона. По данным результатов анализов, выполненных в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», что воды со скважины 402 являются не пластовыми, а попутно-добываемыми с примесью технической жидкостью. Пробы не кондиционные, отобрана с примесью технической жидкости, что данный анализ по показателями физико-химических свойств проб не является характерными для пластовых вод, поэтому признать как пластовые не представляется возможным.

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023 г приводится в таблице 1.1.4.1. Физические свойства и химический состав вод месторождения Бурбайтал приведен в таблице 1.1.4.2.

Резюмируя результаты исследования пластовых вод месторождения Бурбайтал можно сделать следующие выводы: выполнены исследований проб воды из скважин юрских и триасовых отложений. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Бурбайтал надсолевого комплекса, для изучения свойств и состава пластовых вод были отобраны и проанализированы 3 пробы из 2-х скважин: Т-1 и 402. По условиям отбора проб и по результатам исследования одна проба представляет собой пластовая вода, по двум пробам состав изменен и не отражает начальных свойств пластовой воды. Вода относится к хлоркальциевым рассолам. В целом вода жесткая, слабо кислая, с переходом в нейтральную, без содержания сульфатов. Состав пластовых вод со скважин месторождения изучен хорошо. Микрокомпонентный состав вод не полно изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

**Таблица 1.1.4.1 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.**

Содержание ионов, мг/дм <sup>3</sup> и примесей, г/дм <sup>3</sup>	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Cl <sup>-</sup>	1	1	56174	56174
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-	-	-	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1	1	110	110
Ca <sup>++</sup>	1	1	1202	1202
Mg <sup>++</sup>	1	1	1216	1216
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	1	1	32797	32797
Общее содержание железа	1	1	8,5	8,5
Тяжелые металлы: Барий	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание: бора	-	-	-	-
йода	1	1	0,16	0,16
брома	1	1	3,14	3,14
Содержание: сероводорода	-	-	-	-
Содержание: Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	1	1	161,4	161,4
Суммарная минерализация	1	1	91,5	91,5
Тип воды	1	1	ХК	ХК
Содержание мех. примесей, мг/дм <sup>3</sup>	1	1	454	454
рН	1	1	6,9	6,9

**Таблица 1.1.4.2 – Физические свойства и химический состав вод месторождения Бурбайтал надсолевое**

<u>Скважина</u> <u>Горизонт</u>	<u>Дата отбора</u> <u>Интервал</u> <u>перфорации</u>	<u>Плот-</u> <u>ность</u> <u>воды,</u> <u>при 20<sup>0</sup>С,</u> <u>г/см<sup>3</sup></u>	<u>рН</u>	<u>Компонентный состав, мг/дм<sup>3</sup> / мг-экв/дм<sup>3</sup></u>						<u>Br</u> <u>J</u>	<u>Fe</u> <u>Мех.</u> <u>прим.</u>	<u>Минерализация,</u> <u>г/дм<sup>3</sup></u>	<u>Общая жесткость,</u> <u>мг-экв/дм<sup>3</sup></u>	<u>Тип воды по</u> <u>В.А.Сулину</u>
				<u>Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup></u>	<u>Ca<sup>2+</sup></u>	<u>Mg<sup>2+</sup></u>	<u>Cl<sup>-</sup></u>	<u>SO<sub>4</sub><sup>2-</sup></u>	<u>HCO<sub>3</sub></u>					
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
<u>T-1</u> J2	<u>28.04.2008</u> 1208-1212	1,068	6,90	<u>32797</u> 1426	<u>1202</u> 60,1	<u>1216</u> 101,3	<u>56174</u> 1582,4	= -	<u>110</u> 1,8	<u>3,14</u> 0,16	<u>8,50</u> 454	91,5	161,4	ХК
<u>402*</u> Т-III	<u>14.12.2014</u> 1490-1496 1500-1510	1,165	6,01	<u>68647,9</u> 2984,7	<u>8952,8</u> 447,6	<u>1642,4</u> 136,9	<u>125837,2</u> 3544,7	<u>795,02</u> 16,4	<u>92,84</u> 1,5	= -	= 0,10	206	561,7	ХК
<u>402*</u> Т-III	<u>06.12.2014</u> 1567-1573	1,163	7,07	<u>68641,24</u> 2984,4	<u>8489,23</u> 424,5	<u>1646,7</u> 137,2	<u>124937,5</u> 3519,4	<u>910,2</u> 18,8	<u>88</u> 1,4	= -	= 0,03	204,7	584,5	ХК

Примечания: (\*)-не кондиционные пробы, результаты анализа физико-химических свойств не является показательными для пластовых вод в расчетах не участвуют;

## **1.1.5 Геологическая характеристика месторождения**

### ***Литолого-стратиграфическая характеристика***

В геологическом строении района работ принимают участие осадочные образования в диапазоне возрастов от палеозоя до четвертичных включительно, которые образуют три мегакомплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. Пробуренными ранее поисково-разведочными скважинами, вскрыты отложения палеозойско-мезо-кайнозойского возрастов. Расчленение разрезов, вскрытых скважинами, выполнено по материалам ГИС с учетом возраста пород, определенного по спорово-пыльцевым и микрофаунистическим комплексам из керна скважин 101, Т-1, Т-3, Т-4, Т-7, 401, 402, 403, 408 и 409.

На площади вскрыты отложения верхнего девона (франский ярус), средне-нижнего отдела каменноугольной системы, а также, ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижнего отдела пермской системы. Настоящий отчет составлен для доизучения надсолевых отложений, описание литолого-стратиграфической характеристики которых будет начинаться с соленосного мегакомплекса (кунгурского яруса) по неоген-четвертичный включительно.

### **Соленосный мегакомплекс**

#### **Пермская система, кунгурский ярус (Р<sub>1к</sub>)**

Соленосные отложения кунгурского яруса нижней перми повсеместно распространены на территории участка и представлены снизу разреза сульфатными ангидритами с прослоями соли, реже карбонатов и аргиллитов.

Верхняя галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. В толще соли присутствуют тонкие прослои светло-серого ангидрита и темно окрашенных песчано-глинистых пород и карбонатов.

]Толщина кунгурских пород изменяется от нуля в отдельных бессолевых мульдах до 4000м на соляных куполах. Соленосные образования кунгурского возраста служат региональным флюидоупором для подсолевых отложений и выполняют роль латеральных экранов для пород надсолевого мегакомплекса.

Самая верхняя, кровельная часть кунгурского яруса (кепрок) вскрыта поисковыми скважинами Т-3 и Т-4. Полная мощность кепрока и верхняя часть соли вскрыты поисковыми скважинами 401, 402, Г-4, Г-9, Г-14 и Т-6.

В скважине 101, пробуренной в своде соляного купола, толщина отложений кунгура составляет 3572 м, а в скважине Жамбай-3 вскрытая толщина составляет 223 м.

## **Надсолевой мегакомплекс**

### **Триасовая система Т**

#### **Нижний отдел Т<sub>1</sub>**

Отложения триасовой системы вскрыты почти всеми глубокими скважинами, пробуренными на площади Бурбайтал; представлены, в основном, глинами зеленовато-серыми, коричневыми и кирпично-красными, мягкими и пластичными, а также песчаниками зеленовато-серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми. В виде пропластков и линз встречаются алевролиты, аргиллиты, известняки и гипсы. В породах встречаются обломки фауны, кристаллы кальцита и пирита.

Отложения триаса довольно легко выделяются по электрокаротажным материалам, благодаря повышенным сопротивлениям относительно перекрывающих их низкоомных нижнеюрских пород и пониженным - относительно подстилающих кунгурских отложений.

Мощность триасовой системы в пределах площади Бурбайтал колеблется от 57 м (в скв. Т-4) до 239 м (в скв. 401). В скважине 403 вскрытая толщина отложений пермо-триаса составляет 581 м.

Поярусное расчленение отложений триаса не проведено, из-за неоднозначности фаунистических данных. По результатам палинологического анализа керн из скважин 401 и 402, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород нижнего триаса определен предположительно как верхи индского или низы оленекского ярусов. В образцах керн из скважины 402 в интервалах 1507-1508 м, 1503-1504 м выделены палинокомплексы плохой сохранности, в которых преобладают споры (82-93,5%) над пылью (6,5-18%).

### **Юрская система J**

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами. На полную мощность они вскрыты скважинами 401, 402, 403, Г-1, Г-3, Г-4, Г-9, Г-14, Т-2, Т-3, Т-4 и Т-6. В скважине Жамбай-3 юрские отложения размыты.

Разноплановый характер распределения общей мощности юрских и триасовых отложений, по-видимому, связан с отражением разнопланового характера тектонических движений в процессе накопления этих толщ, приведшего к некоторому несоответствию структурных планов юрско-меловых и пермско-триасовых комплексов.

#### **Нижний отдел J<sub>1</sub>**

Нижнеюрские отложения вскрыты во всех глубоких скважинах, пробуренных на площади Бурбайтал, характеризующиеся низкими значениями КС и отрицательными аномалиями ПС в песчано-алевролитовых породах, насыщенных высокоминерализованной



пластовой водой. Литологические отложения представлены алевролитами серыми, песчаниками и глинами темно-серыми с включением ОРО. Цемент песчаников и алевролитов, в основном, глинистый, реже известковистый.

Мощность нижнеюрских отложений на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяется от 59 м до 133 м.

### **Средний отдел J<sub>2</sub>**

Представлен толщей переслаивания, в основном, алевролитовых и глинистых пород. Песчаники и пески встречаются редко, в виде пропластков и линз небольшой толщины.

Глины серые, темно – серые песчанистые, часто слоистые. Алевролиты глинистые, более светлой окраски, чем глины. Пески и песчаники мелкозернистые, светло- серые, серые. Отмечается почти повсеместное распространение ОРО и углистых веществ.

Мощность среднеюрских отложений колеблется в пределах от 180 м (скв. Г-14) до 308 м (скв. Т-6).

### **Верхний отдел J<sub>3</sub>**

В составе верхнеюрского отдела по микрофаунистическим данным выделены: нерасчлененные келловей- оксфордский и нижневолжский ярусы.

Келловей-оксфордские отложения представлены аргиллитоподобными глинами, аргиллитами, мелкозернистыми песками от темно-серого до черного оттенка.

Разрез нижневолжского яруса представлен, преимущественно, мергелями с прослоями карбонатных глин и известняков. Мергели темно-серые, плотные, содержат обломки фауны. Глины темно-серые, известковистые. Известняки светло-серые, встречаются отпечатки фауны. Мощность верхнеюрских отложений на площадях Каратобе и Бурбайтал изменяются от 38 м (скв. Г-3) до 113 м (скв. 403).

### **Меловая система К**

Меловые отложения на описываемой площади представлены *двумя отделами: нижним*, в состав которого входят нерасчлененный неокомский, аптский и альбские ярусы, имеющие песчано-глинистый состав; и, *верхним*, в объеме которого в пределах структур Каратобе и Бурбайтал выделяются сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы, представленные карбонатными породами (известняками, мергелями, писчим мелом). Турон-коньякские, датские и сеноманские отложения в разрезе площадей не установлены. В скважине Жамбай-3 вскрыты только нижнемеловые отложения.

### **Неокомский надъярус K<sub>1nc</sub>**

Представлен, преимущественно, глинами с тонкими пропластками алевролитов и тонкозернистых песчаников. Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные с включениями

раковин и образований сажи. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые. В основании разреза залегает глинисто - песчанистая пачка толщиной до 10 м, содержащая кремнистую гальку различной окатанности. Подошва неокомских отложений отождествляется с опорным сейсмическим отражающим горизонтом III.

Мощность неокомских отложений небольшая на структуре Бурбайтал - от 11м до 46м. Но при этом, отмечается ее сокращение в районе скв. Г-9, К-18 (присводовая часть структуры), что указывает на конседиментационный рост структуры.

#### **Аптский ярус $K_1a$**

В основании аптского яруса залегает, имеющий региональное распространение горизонт, толщиной 18-20 м, представленный песчаниками с линзами и гнездами песка, обломков твердых пород. На ряде месторождений (Жамбай, Мартыши и др.) междуречья Урал-Волга является промышленно-нефтеносным.

Выше по разрезу залегают породы преимущественного глинистого состава с редкими включениями обломков фауны, с тонкими прослоями сильно глинистых песчаников и песков. Мощность аптского яруса не выдержана по площади. В районе триасовой залежи на восточном крыле купола Бурбайтал она составляет 83-100м, на западном крыле - она составляет 56-81 м, а на Каратобе 53-72 м.

#### **Альбский ярус $K_{1al}$**

Отложения альбского яруса состоят из чередования глин (серых, темно-серых, в различной степени песчанисто-алевристых) и песчаников (от слабоцементированных до крепких, мелкозернистых, в различной степени глинистых). Относительно чистые разности песчаников, более или менее уверенно выделяемые по комплексу ГИС и характеризующиеся кондиционной проницаемостью, сосредоточены в основании (А-IV) и средней части яруса (А-I, А-II и А-III). Они выделены как проницаемые горизонты, с которыми связана нефтегазоносность площадей Каратобе и Бурбайтал. Верхняя часть разреза представлена, в основном, чистыми глинами. Мощность отложений альбского яруса на описываемых площадях изменяется от 94 м (скв. Г-9) до 177 м (скв. 402). По результатам палинологического анализа керна из скважин 408 и 409, выполненного в ТОО «АктюбНИГРИ», возраст пород альбского яруса определен по палинокомплексам, в которых миоспоры (до 77,5%) преобладают над диноцистами (до 32,9%).

#### **Верхнемеловой отдел $K_2$**

В пределах данных площадей из стратиграфических подразделений верхнего мела сохранились отложения сантонского, кампанского и маастрихтского ярусов, представленные морскими карбонатными породами.



### **Сантонский ярус K<sub>2st</sub>**

Литологически представлен известняками и мергелями серыми, беловато-серыми с зеленоватым оттенком, крепкими с включением обломков и отпечатков фауны. В мергелях, кроме обломков фауны, встречаются включения кристаллического пирита. Сохранившаяся мощность сантонского яруса в пределах юго-западного крыла площади Бурбайтал колеблется в пределах от 7м (скв. К-18) до 26м (скв. К-22), на северо-восточном крыле составляет - 38м. Из разреза скважины Г-9 сантонский и, вышезалегающий кампанский, ярусы выпадают из разреза, вследствие пересечения их скважиной на глубине 564 м и смещения по плоскости сброса в опущенный блок (грабен).

### **Кампанский ярус K<sub>2km</sub>**

Залегаёт с разрывом на отложениях сантона и представлен мергельно-глинистым комплексом пород. Мергели серые с зеленоватым оттенком, плотные с включениями порошкообразного пирита и обломков фауны иноцерам. Данный ярус выделен Болдыревой Н. А. (1982г.) по комплексу фораминифер. Мощность отложений кампанского яруса изменяется в пределах площади Бурбайтал от 24 м (скв. Г-4) до 36 м (скв. Т-2).

### **Маастрихтский ярус K<sub>2m</sub>**

В пределах описываемых площадей ярус распространен повсеместно и представлен в нижней части мергелями серовато-белыми с зеленоватым оттенком, с гнездами белого мела и осколками раковин иноцерам, с прослойками известковистых глин; а в верхней части преимущественно, белым писчим мелом с прослойками мергелей. Контакт указанных частей разреза является прекрасным репером, легко выделяется в разрезе и прослеживается на площади по материалам ГИС, благодаря резкому снижению КС и естественной радиоактивности при переходе от мергелей нижней пачки к писчему мелу верхней пачки. Нижняя пачка характеризуется выдержанностью мощности (86-100 м), за исключением скважин К-20 (31 м) и Г-9 (76 м), вскрывших плоскость сброса грабена. Распределение мощности верхней пачки по площади хорошо согласуется с формированием современного структурного плана площадей и сопряженным с ним по времени разрывом верхней части разреза перед накоплением неогеновой толщи. Так, минимальная мощность (54 м), установленная в скважине (К-18), приурочена к апикальной части юго-западного блока, а максимальная (136 м) вскрыта скважинами К-20 и Г-9 в зоне грабена.

### **Неоген–четвертичная система N-Q**

По результатам микрофаунистических определений, выполненных в период структурно-поискового бурения, в неогеновой системе выделены апшеронский и акчагалский ярусы плиоцена, в четвертичной – бакинский ярус.

Ачкагыльский ярус, занимающий большую часть неогенового комплекса по мощности, представлен серыми глинами с редкими прослоями известняков-ракушечняков.

Апшеронский ярус отличается, от нижележащих отложений, повышенной песчаностью разреза, что находит отражение в дифференцированности кривых ПС.

Неогеновые отложения залегают на размытой поверхности верхнемеловых (маастрихтских на площади Бурбайтал) отложений с небольшим уклоном на северо-восток.

Четвертичные отложения представлены глинами бурого, коричневато-бурого и темно-серого оттенков, песчанистыми с включениями раковин и их обломков. Мощность их практически постоянна и составляет 92-98 м. Общая мощность неоген-четвертичных отложений составляет 277-384 м.

### ***Тектоника***

В тектоническом отношении рассматриваемая территория относится к юго-западной части Актюбинско-Астраханской системы поднятий Прикаспийской впадины. Из самых характерных структур поверхности фундамента южной части Прикаспийской впадины следует отметить Астраханское и Северо-Каспийское поднятия с минимальными глубинами залегания фундамента 7,5-8,0 км.

Северо-Каспийский свод осложнен выступами: Кобяковским, Октябрьским – на юге, с глубинами залегания и в сводах – 7,5 км, Кошалакским – в центре и примыкающим к нему с востока – Мынтобинским, также с глубинами залегания в сводах 7,5 км и Азгирским – на северо-западе с глубиной залегания в своде до 12 км.

Площадные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д/2Д были выполнены недропользователем в период 2007-2016 г.г. и покрывают незначительную часть контрактной территории, ограниченную площадями Жетыарал-Каратобе-Бурбайтал-Жамбай. Результаты этой новой съёмки послужили основой для геологической модели месторождения Бурбайтал.

По результатам интерпретации сейсмических работ МОГТ 3Д в пределах площади Каратобе-Бурбайтал-Жамбай по подсоловым отложениям выделены сейсмические отражающие горизонты  $P_3^1$  (подошва верхнедевонских отложений),  $P_2D$  (по кровле верхнедевонских отложений),  $P_2$  (по кровле каменноугольных отложений),  $P_1$  (по кровле нижнепермских отложений). В связи с тем, что данная работа посвящена надсоловому комплексу, описание тектоники начинается с VI отражающего горизонта (соленосный купол).

Структурный план надсолового комплекса резко отличается от нижележащих соленосного и подсолового структурных этажей. В пределах Прикаспийской впадины в

объеме надсолевых отложений выделяют три структурно-тектонических комплекса: верхнепермско-триасовый, юрско-палеогеновый и неоген-четвертичный, которые по литолого-фациальному составу, условиям образования и развития отличаются друг от друга. Первые два этажа характеризуются сложным строением, обусловленным развитием как локальных (галокинез), так и региональных тектонических процессов. Неоген-четвертичный структурный этаж залегает практически горизонтально, с резким угловым и стратиграфическим несогласием на разновозрастных породах нижних структурных комплексов. Существенно сокращенные по амплитуде несогласия отмечаются на границах осадков верхнего и нижнего мела, мела и юры, юры и триаса, триаса и перми. Перечисленные особенности тектонического строения справедливы как для региона в целом, так и для отдельных элементов, в частности, для рассматриваемых структур.

Надсолевые структуры приурочены к соляной гряде Жетыарал-Каратобе-Бурбайтал-Жамбай, которая по данным сейсморазведки и глубокого бурения представляет собой вытянутое с северо-запада на юго-восток единое соляное тело, осложненное локальными выступами и седловинами.

По данным сейсмических исследований поверхность соли на своде соляного купола Бурбайтал прослеживается на отметках минус 1300 м. Из всей гряды это самый глубокопогруженный купол. Непосредственно к северо-востоку от гребня поверхность соли погружается, образуя первый крутой уступ с амплитудой до 300 м, а затем резко погружается в сторону межкупольной мульды Бурбайтал-Тобеарал.

Через соляной перешеек, купол Бурбайтал на северо-запад переходит в купол Каратобе, имеющий симметричную куполообразную форму субширотного простирания с минимальными отметками минус 900 м и образует два склона восточный и западный.

Склоны соли сначала полого погружаются до отметок минус 1700 м, а затем резко погружаются в мульды. По сейсмическим данным северо-восточная межкупольная мульда Бурбайтал-Тобеарал относится к категории бессоловой. Через ее центральную часть может осуществляться миграция углеводородов из подсолевого комплекса в надсолевые отложения. Выполняющие мульду толщи пород поздней перми и триаса воздымаются в западном, северо-западном и северном направлении и экранируются соляными вершинами Жамбай, Бурбайтал и Тобеарал.

Вследствие такой благоприятной структурной ситуации в районе соляной гряды формировались разнообразные ловушки, благоприятные для аккумуляции углеводородов, которые могут экранироваться непосредственно склонами соли, а также располагаться над соляными телами. Примером может служить месторождение Тобеарал.



По результатам интерпретации сейсмических работ МОГТ 3Д в пределах площади Каратобе-Бурбайтал по надсолевым отложениям выделены сейсмические отражающие горизонты VI, V<sub>1</sub>, IIIa, K<sub>1a1</sub> и внутритриасовый T-2.

По данным переинтерпретации сейсмики МОГТ 3Д на первом уступе купола Каратобе-Бурбайтал была выделена структура в триасовых отложениях. По результатам работ была построена структурная карта по отражающему горизонту T-2, приуроченная к кровле среднетриасовых отложений. В плане структура Каратобе-Бурбайтал представляет собой линейно-вытянутую ловушку, экранированную соляным телом с юго-запада и разломом с северо-востока. Размеры структуры по изогипсе -1475 м составляют 15 x 1,9 км, амплитуда 300 м. По результатам бурения скважин 401, 402, и 403 на данной структуре установлена нефтегазоносность триасовых отложений.

По меловым отложениям свод купола Бурбайтал осложнен грабеном субширотного простирания с амплитудой сбросов около 100 м. Северо-западное крыло, образующее структуру примыкания к тектоническому нарушению, осложнено серией практически параллельных нарушений субширотного простирания. Юго-восточное крыло по отложениям мела и юры образует высокоамплитудную структуру примыкания к юго-восточному сбросу грабена. По сейсмическому маркеру отражающего горизонта K<sub>1a1</sub> на юго-восточном крыле наблюдается погружение пород в юго-восточном направлении от отметок в своде минус 620 м до отметок минус 1000 м. Размеры выделенной ловушки по оконтуривающей изогипсе минус 740 м составляют 9,8 км x 2 км, амплитуда порядка 100 м. По результатам бурения скважин на данной структуре установлена нефтегазоносность альбских отложений.

По меловым отложениям западное крыло купола Каратюбе тектоническим нарушением F<sub>3</sub> разбито на два блока: северное и южное. Южный блок серией мелких тектонических нарушений разбит на более мелкие блоки, к которым приурочены залежи нефти в отложениях альба.

По сейсмическим данным на куполе Жамбай отложения мела не картируются, что связано с неглубоким залеганием соли в своде купола.

### ***Нефтегазоносность***

На месторождении Бурбайтал установлена продуктивность в надсолевых и подсолевых отложениях, описание которых приведено ниже.

#### ***Нефтегазоносность надсолевых отложений***

Месторождение расположено в Приморской полосе междуречья Урал-Волга и характеризуется широким распространением в надсолевых (от триасовых до нижнемеловых включительно) отложениях, в основном, нефтяных залежей. Данные залежи связаны с

погребенными соляными куполами и приурочены к крыльям надсолевых структур, экранирующихся сбросами или боковой поверхностью соляного массива, реже поверхностью несогласия, а также ограниченное распространение имеют залежи, приуроченные к грабенам.

Основные продуктивные толщи в данном районе приурочены к среднеюрским и нижнемеловым отложениям. Первый приток нефти на месторождении Бурбайтал был получен в 2005г. в скважине Т-2 из альбских отложений.

На месторождении Бурбайтал установлены следующие продуктивные горизонты: в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай), в альбских отложениях А-I и А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе), в отложениях неокома K<sub>1n</sub> (на восточном крыле купола Жамбай), в триасовых отложениях - Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII и Т-IX (на северном крыле), причем из них газовые горизонты N, K<sub>1n</sub>, Т-III, Т-V, Т-VI, остальные - нефтяные.

Основой структурных построений является геологическая модель месторождения, предоставленная Недропользователем, созданная по данным интерпретации результатов сейсморазведки 3Д и бурения скважин.

Границей площадей продуктивности каждого горизонта являются положения водонефтяных контактов, зоны замещения и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований 3Д и данным бурения.

Строение горизонтов приведено на структурных картах, построенных по кровле и подошве коллекторов, по разрезу - на геолого-литологических профилях.

Распределение общих эффективных толщин и эффективных нефтегазонасыщенных толщин по площади приведено на картах эффективных толщин и эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин.

Описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов приводится ниже.

*Горизонт N.* Бурением горизонт вскрыт одной скважиной, пробуренной на куполе Жамбай. Общая толщина горизонта 10 м.

По горизонту керн не отбирался, керн был отобран из отложений неогена ниже продуктивного горизонта.

По данным ГИС, представленным одной кривой КС зондом В5А20, определить пористость и газонасыщенность не представилось возможным.

*Залежь газа восточного крыла поднятия Жамбай* приурочена к антиклинальной структуре в своде купола.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притоков газа в скважине 3. При опробовании горизонта в интервале 84-88м в скважине через штуцер диаметром 7мм был получен приток газа дебитом 2,38 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Условный контакт для газовой залежи был принят на абсолютной отметке -120м, которая установлена по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 3.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде -114,8 м, высота залежи 5,2 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 7,7 км х 6,2 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая. Площадь газоносности равна 21375тыс.м<sup>2</sup>. Горизонт А-I на месторождении Бурбайтал вскрыт 17-ю скважинами. Общая толщина горизонта колеблется от 17,4 м (скв. К-20) до 32,5 м (скв. К-18), при среднем значении 24,7 м.

*Залежь нефти юго-западного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении северо-запад – юго-восток и примыкающей с юго-запада к тектоническому нарушению F<sub>1</sub>.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах К-18, Т-2, Т-7, Т-9 и 409. При опробовании горизонта в скважине 409 в интервале 591-592,5, 601,5-609,5 м через штуцер диаметром 6мм был получен приток нефти дебитом 4,2 м<sup>3</sup>/сут.

Водонефтяной контакт в установлен на абсолютной отметке -639,2 м, принят как средняя отметка между подошвой нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-4 и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине К-22. Положение газонефтяного контакта принято по подошве газонасыщенного пласта в скважине К-18 по данным ГИС на отметке -609,2 м.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -598,8 м (скв. Т-7), высота залежи 40,4 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 3,4 х 0,7 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 1978 тыс. м<sup>2</sup>. Площадь газовой шапки залежи юго-западного крыла составляет 574 тыс.м<sup>2</sup>.

*Залежь нефти северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении северо-запад – юго-восток и заключенной между двумя тектоническими нарушениями F<sub>2</sub> и f<sub>2</sub>.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах Т-1 и 408. При опробовании горизонта в скважине 408 в интервале 637-640, 659-666м через штуцер диаметром 5мм был дебит нефти

составил  $9,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке  $-726,4 \text{ м}$ , установленный по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-14. Минимальная отметка кровли коллектора в своде  $-661,2 \text{ м}$  (скв. Т-1), высота залежи  $65,2 \text{ м}$ , размеры залежи в пределах контура нефтеносности  $2,75 \times 0,75 \text{ км}$ . Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна  $1704 \text{ тыс.м}^2$ .

*Строение залежи нефти грабена поднятия Бурбайтал* аналогично строению залежи юго-западного крыла. Продуктивность горизонта в пределах грабена установлена опробованием интервала  $600\text{-}603 \text{ м}$  в скважине К-20 (торпедированием на глубинах  $603$  и  $600 \text{ м}$ ) и получением притока газа с незначительной примесью конденсата. После консервации ( $05.05.1961 \text{ г.}$ ) скважина ликвидирована как выполнившая свое назначение в связи с тем, что газоносный объект не имеет промышленного значения.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке  $-624,8 \text{ м}$ , по подошве газонасыщенного коллектора в скважине К-20.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде  $-607,4 \text{ м}$  (скв. К-20), высота залежи  $17,4 \text{ м}$ , размеры залежи в пределах контура газоносности  $2,5 \times 0,38 \text{ км}$ . Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь газоносности равна  $957 \text{ тыс.м}^2$ .

*Залежь нефти поднятия Каратобе* приурочена к антиклинальной структуре, заключенной между двумя тектоническими нарушениями  $f_3$  и  $f_4$ . Опробование нефтенасыщенных пластов горизонта не проводилось.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке  $-632,3 \text{ м}$  по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-3.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде  $-609,8 \text{ м}$  (скв. Г-3), высота залежи  $22,3 \text{ м}$ , размеры залежи в пределах контура нефтеносности  $0,75 \times 0,5 \text{ км}$ . Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна  $343 \text{ тыс. м}^2$ .

*Горизонт А-II* вскрыт 16-ю скважинами, пробуренными на месторождении Бурбайтал. Общая толщина горизонта колеблется от  $10 \text{ м}$  (скв. Г-1) до  $49,8 \text{ м}$  (скв. Т-1) при среднем значении  $30,1 \text{ м}$ .

*Залежь нефти юго-западного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении северо-запад – юго-восток и примыкающей с юго-запада к тектоническому нарушению  $F_1$ .

Опробование горизонта было выполнено в скважине Т-9 в интервале 637,2-639,1 м. Однако, после получения из скважины притока газа с водой, опробование было прекращено, а интервал изолирован цементным мостом.

Водонефтяной контакт для нефтяной залежи установлен на абсолютной отметке - 672,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Т-2.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -655,2 м (скв. Т-9), высота залежи в среднем составляет 12 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,9 x 0,4 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 298 тыс. м<sup>2</sup>.

*Залежь нефти северо-восточного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, вытянутой в направлении северо-запад — юго-восток и заключенной между двумя тектоническими нарушениями  $F_2$  и  $f_2$ .

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притоков нефти и газа в скважинах Т-1 и 408. При опробовании горизонта в скважине 408 из интервале 704-709, 716-717,5 м через штуцер диаметром 6 мм, дебит нефти составил 9,5 м<sup>3</sup>/сут.

Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке - 757,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-14.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -702,1 м (скв. Т-1), высота залежи 55,2 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 x 0,75 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 1363 тыс. м<sup>2</sup>.

*Залежь нефти поднятия Каратобе* приурочена к антиклинальной структуре, заключенной между двумя тектоническими нарушениями  $f_3$  и  $f_4$ .

Выделенные по ГИС нефтенасыщенные пласты не опробованы.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -682,6 м, которая установлена по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Г-3.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -650,5 м (скв. Г-3), высота залежи 32,1 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 1,0 км x 0,5 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 484 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт  $K_{1n}$* . Бурением горизонт вскрыт одной скважиной, пробуренной на куполе Жамбай. Общая толщина горизонта 20 м.

По горизонту керн отобран в интервале 505-508 м, вынос керна 0,28 м, данные о



проведение анализов керна отсутствуют.

По данным ГИС, представленным одной кривой КС зондом В5А20, определить пористость и газонасыщенность не представилось возможным.

*Залежь газа восточного крыла поднятия Жамбай* приурочена к антиклинальной структуре в своде купола. По горизонту испытание не проводилось.

Условный контакт для газовой залежи принят на абсолютной отметке -548,8 м, которая установлена по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 3. Минимальная отметка кровли коллектора в своде -548,8 м, высота залежи 20 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 7,7 км х 6,2 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая. Площадь газоносности равна 21375 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т-I* вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал единственной скважиной 402 с общей толщиной горизонта 9,9 м.

*Залежь нефти северного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, с севера ограниченной тектоническим нарушением F<sub>1</sub>, а с остальных сторон выклиниванием горизонта под поверхность несогласия ОГ V.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притока нефти и газа в скважине 402 из интервала 1402-1408 через штуцер диаметром 4 мм, дебит нефти составил 5,6 м<sup>3</sup>/сут.

Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке -1432,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 402.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -1422,7 м, высота залежи 9,9 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0,5 х 0,2 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Площадь нефтеносности равна 103 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т- III* аналогично горизонту Т-I вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 402 с общей толщиной горизонта 23,6 м.

Строение данной залежи аналогично строению залежи горизонта Т-I. Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением притока газа в скважине 402. При опробовании горизонта в интервалах 1490-1496, 1500-1510 м через штуцер диаметром 5 мм был получен приток газа дебитом 23,414 тыс. м<sup>3</sup>/сут и воды 2,3 м<sup>3</sup>/сут.

Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке -1529,7 м - среднее расстояние между подошвой нижнего газонасыщенного пласта и кровлей водонасыщенного пласта в скважине 402.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде -1509,0 м, высота залежи 23,6 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 0,5 х 0,2 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Площадь газоносности равна 159 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Т-V.** На северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 403 вскрыт горизонт Т-V, а в скважине 401 данный горизонт литологически замещен. Общая толщина горизонта 32,3 м.

*Залежь газа северного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, с севера ограниченной тектоническим нарушением F<sub>5</sub>, а с юга выклиниванием горизонта под поверхность соли (ОГ VI).

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притока газа в скважине 403 из интервала 1495-1499, 1524-1528 м через штуцер диаметром 6 мм дебитом 42 тыс. м<sup>3</sup>/сут с незначительным количеством конденсата.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -1546,4 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 403.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -1455,5 м, высота залежи 91,1 м, размеры залежи в пределах контура газоносности 2,3 км х 0,7 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Площадь газоносности равна 1135 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т-VI* также вскрыт на северном крыле поднятия Бурбайтал только двумя скважинами 401 и 403. Средняя общая толщина горизонта составляет 41,6 м.

Строение залежи газа данного горизонта аналогично строению залежи горизонта Т-V.

Продуктивность горизонта в пределах крыла установлена опробованием и получением притоков газа в скважинах 401 и 403. При опробовании горизонта в скважине 401 из интервала 1495-1530 м через штуцер диаметром 7 мм дебит газа составил 72 тыс. м<sup>3</sup>/сут с незначительным количеством конденсата.

Условный газоводяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -1614,0 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 403.

Абсолютная минимальная отметка кровли коллектора в своде -1497,6 м, высота залежи 116,4 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 3,0 км х 0,9 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная. Площадь газоносности равна 2415 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т-VII* на северном крыле поднятия Бурбайтал вскрыт единственной скважиной 403 с общей толщиной горизонта 3,5 м.

*Залежь нефти северного крыла поднятия Бурбайтал* приурочена к антиклинальной структуре, ограниченной тектоническими нарушениями F<sub>5</sub> и F<sub>6</sub>. Продуктивность горизонта установлена опробованием и получением притока нефти и газа в скважине 403 из интервала 1710-1725 м через штуцер диаметром 5 мм, дебит нефти составил 17,5 м<sup>3</sup>/сут. Условный водонефтяной контакт для залежи установлен на абсолютной отметке -1733,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403.

Минимальная отметка кровли коллектора в своде -1660 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 2,2 x 0,4 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т-VIII* вскрыт также на северном крыле поднятия Бурбайтал в скважине 403 при общей толщине горизонта 10 м.

Строение *залежи нефти* аналогично залежи горизонта Т-VII.

Продуктивность горизонта установлена опробованием и получением притока нефти и газа в скважине 403 из интервала 1769-1781 м через штуцер диаметром 4мм, дебит нефти составил 7,8м<sup>3</sup>/сут. Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -1798,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403. Минимальная отметка кровли коллектора в своде -1710 м, высота залежи более 80 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 x 0,3 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м<sup>2</sup>.

*Горизонт Т-IX* вскрыт аналогично предыдущим горизонтам Т-VII и Т-VIII в скважине 403 с общей толщиной горизонта 2,5 м.

Строение *залежи нефти* также аналогично описанным горизонтам. Опробование горизонта не проводилось.

Условный водонефтяной контакт для залежи принят на абсолютной отметке -1852,8м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 403. Минимальная отметка кровли коллектора в своде -1780 м, высота залежи более 70 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 2,0 x 0,3 км. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности равна 639 тыс. м<sup>2</sup>.

### **1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения**

На месторождении Бурбайтал надсолевое выделены следующие продуктивные горизонты:

- в альбских отложениях на Юго-Западном и Северо-Восточном крыльях и в грабене А-I и А-II (нефтяные);
- в триасовых отложениях на Северном крыле Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (нефтяные) и Т-V, Т-VI (газовые).

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. на месторождении Бурбайтал надсолевое изучены 3 пробы пластовой нефти (А-I, Т-I), 13 проб дегазированной нефти (А-I, А-II, Т-I, Т-VIII), 1 проба конденсата (Т-VI), 6 проб нефтяного газа (А-I, А-II, Т-I, Т-VII), 1 проба свободного газа (Т-VI).

#### **1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения**

В пластовых условиях проанализированы пробы нефти, отобранные из горизонтов А-I и Т-I при испытании скважин Т-7, Т-9 и 402.

Лабораторные исследования нефти проводились в лабораториях компаний ТОО «КазНИГРИ» и ТОО НИИ «КаспийМунайГаз».

Лабораторные исследования проб пластовой нефти месторождения Бурбайтал проводились в ТОО НИИ «КаспийМунайГаз» на установке PVT-АСМ-300 в соответствии с существующим ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Компонентный состав выделившегося газа и разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе фирмы «Agilent-Technologies» (США). Вязкость определялась в вискозиметре ВВДУ-80, работающего на принципе катающегося шарика.

В ТОО «КазНИГРИ» работа выполнялась в Департаменте аналитических исследований. Пробы нефти были исследованы на установке PVT фирмы «RUSKA». Исследования были выполнены в соответствии с действующим в то время СТ ТОО 39-9-1084-84 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава».

При пластовых давлении и температуре проведены термодинамические исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;

- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

В результате опыта контактного разгазирования пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.1.1, количество исследований и усреднённые значения параметров – в таблице 1.1.6.1.2.

#### Альбский горизонт А-I ( Юго-Западное крыло)

По горизонту отобраны и проанализированы две пробы пластовой нефти из скважины Т-7 (дата отбора – 11.05.2008 г., интервалы перфорации 589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8 м), и скважины Т-9 (дата отбора – 24.04.2008 г., интервалы перфорации 602,9-608,5 м), расположенных на Юго-Западном крыле поднятия Бурбайтал. Пробы пластовых флюидов отобраны с глубин 597 и 570 м с помощью глубинных пробоотборников ПГ-1000 и ВПП-300 соответственно.

Давление насыщения в среднем составляет 2,25 МПа, газосодержание – 13,15 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,034 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях составляют 0,862 г/см<sup>3</sup> и 25,62 мПа\*с соответственно.

#### Триасовый горизонт Т-I (Северное крыло)

По горизонту отобрана и проанализирована одна проба пластовой нефти из скважины 402 (дата отбора – 10.11.2014 г., интервалы перфорации 1402,0-1408,0 м). Проба пластового флюида отобрана с глубины 1406,5 м.

Давление насыщения составляет 6,73 МПа, газосодержание – 49,04 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,130 д.ед., плотность и вязкость в пластовых условиях составляют 0,752 г/см<sup>3</sup> и 2,47 мПа\*с соответственно.

Нефть триасовых горизонтов более газонасыщена и, как следствие, более лёгкая и менее вязкая.



Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№№ п/п	№№ скважин	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Глубина отбора, м	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Газосодержание при однократном разгазировании		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка, %	Плотность нефти при пластовом давлении, г/см <sup>3</sup>	Плотность сепарированной нефти (при 20°С), г/см <sup>3</sup>	Плотность нефти при давлении насыщения, г/см <sup>3</sup>	Вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	Вязкость сепарированной нефти (при 20°С), мПа*с	Коэффициент растворимости газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *МПа	Исполнитель
									м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)																			
1	Т-7	А-I	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	11.05.2008	597	33,83	5,95	1,45	11,58	10,23	1,035	3,38	0,8625	0,8835	0,8542	26,42	98,66	7,06	ТОО НИИ "КаспийМунайГаз"
2	Т-9	А-I	602,9-608,5	24.04.2008	570	35,15	5,54	3,05	14,72	12,94	1,032	3,10	0,8607	0,8790	0,8533	24,82	93,25	4,24	ТОО НИИ "КаспийМунайГаз"
Среднее значение по альбским горизонтам								2,25	13,15	11,59	1,034	3,24	0,8616	0,8813	0,8538	25,62	95,96	5,65	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																			
3	402	Т-I	1402,0-1408,0	10.11.2014	1406,5	58,6	14,65	6,73	49,04	39,74	1,130	11,40	0,7517	0,8103	-	2,47	5,79	5,90	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее значение по триасовым горизонтам								6,73	49,04	39,74	1,130	11,40	0,7517	0,8103	-	2,47	5,79	5,90	

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Средние значения параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)				
Давление насыщения, МПа	2	2	1,45-3,05	2,25
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	2	2	11,58-14,72	13,15
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	2	2	1,032-1,035	1,034
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	2	2	0,8607-0,8625	0,8616
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	2	24,82-26,42	25,62
Триасовые горизонты (Северное крыло)				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	6,63
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1	1	-	49,04
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,130
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,7517
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	2,47



### **1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти и конденсата месторождения в поверхностных условиях**

#### **Свойства дегазированной нефти**

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях на месторождении Бурбайтал изучены по результатам лабораторных исследований 13 проб нефти из скважин Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408 отобранных на устье и полученных при разгазировании пластовых проб нефти.

Исследование нефти проводилось в аккредитованной лаборатории Департамента аналитических исследований института ТОО «КазНИГРИ», ТОО «АктюбНИГРИ», ТОО «Вернал Ойл Казахстан» и ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». По поверхностным пробам определены плотность в стандартных условиях, кинематическая вязкость, температура вспышки и застывания, содержание смол-силикагелевых, асфальтенов, парафина и серы, содержание фракций выкипающих при температурах 100°C, 150°C, 200°C, 250°C, 300°C, содержание хлористых солей, содержание воды, механических примесей, молекулярный вес, зольность, также содержание в нефти сероводорода.

Изучение физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводилось по стандартам: плотность ГОСТ 3900-85, молекулярная масса (криоскопический метод), фракционный состав ГОСТ 2177-99, хлористых солей ГОСТ 21534-76, серы ГОСТ 1437-75, механических примесей ГОСТ 6370-83, силикагелевых смол, асфальтенов ГОСТ 11244-76, парафинов ГОСТ 11851-85, вязкость ГОСТ 33-82000, температура вспышки ГОСТ 6356, температура застывания ГОСТ 20287-91.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.2.1, количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров – в таблице 1.1.6.2.2.

Свойства дегазированной нефти альбских горизонтов А-I и А-II похожи между собой и рассматриваются совместно. То же относится и к триасовым горизонтам.

#### **Альбские горизонты А-I, А-II (Северо-Восточное, Юго-Западное крыло)**

Физико-химические свойства дегазированной нефти альбских горизонтов оценены по результатам исследований 9 проб нефти из 5 скважин Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 408.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как тяжёлую с плотностью при температуре 20 °C – 0,8836 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °C – 94,18 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °C – 24,19 мм<sup>2</sup>/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 2,36 % масс., смол силикогелевых – 15,66 % масс., асфальтенов – 0,01 % масс., общей серы

– 0,34 % масс. Температура застывания дегазированной нефти по горизонту находится в интервале ниже минус 20°C. Температура начала кипения в среднем по горизонтам составляет плюс 175 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200°C (бензиновые фракции) – 4 % об., до температуры 300°C (керосиновые фракции) – 23 % об.

#### Триасовые горизонты T-I, T-VIII (Северное крыло)

Физико-химические свойства дегазированной нефти альбских горизонтов представлены результатами 4 проб нефти из 2 скважин 402, 403.

Пробы из скважин 402 от 21.12.2014 г. и 403 от 19.05.2019 г. отбракованы из-за заниженных значений плотности и завышенными значениями выхода фракций при кипении нефти. Значения отбракованных проб не учитываются при усреднении.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо лёгкую с плотностью при температуре 20°C – 0,8084 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20°C – 5,67 мм<sup>2</sup>/с, при 50°C – 2,89 мм<sup>2</sup>/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 4,72 % масс., общей серы – 0,09 % масс. Асфальтены отсутствуют.

Температура застывания дегазированной нефти по горизонту находится в интервале ниже минус 20°C.

Температура начала кипения в среднем по горизонтам составляет плюс 110°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200°C (бензиновые фракции) – 26% об., до температуры 300°C (керосиновые фракции) – 55% об.

Нефть альбских горизонтов тяжёлая, высоковязкая, высокосмолистая, малосернистая, парафинистая, застывающая при очень низких температурах и небольшим выходом светлых фракций. Нефть триасовых горизонтов особо лёгкая, маловязкая, малосмолистая, малосернистая, парафинистая, застывающая при низких температурах и значительным выходом светлых фракций.

#### Свойства конденсата

Физико-химические свойства конденсата представлены результатами исследований единичной пробы триасового горизонта T-VI, отобранной из скважины 401 в 2014 г.

Результаты исследований представлены в таблице 1.1.6.2.1, 1.1.6.2.2.

Плотность конденсата при температуре 20°C составляет 0,7156 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20°C – 0,72 мм<sup>2</sup>/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов составляет – 0,14% масс., смолы и асфальтены отсутствуют.

Температура застывания конденсата ниже минус 20°C.

Температура начала кипения составляет плюс 56°C. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 100°C – 21% об., до температуры 200°C – 88%.

Таблица 1.1.6.2.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№№ п/п	№№ скв.	Горизонт	Место отбора	Дата отбора пробы	Интервал перфорации, м	Плотность при 20°С, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с			Температура, °С		Групповой углеводородный состав, %, масс.						Зольность, %	Коксуемость, %	Молярный вес	Концентрация хлористых солей, мг/дм³	Фракционный состав по Энглеру, %, об.						Исполнитель
							20°С	40°С	50°С	вспышки	застывания	парафин	сера	смола силикагелевых	воды по ДС	асфальтены	мех. примеси					НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Исследование нефти																												
Альбские горизонты (Северо-Восточное крыло)																												
1	T-1	A-II	устье	19.05.2019	707,0-709,5	0,8819	72,4	28,1	19,5	-	-46	0,6	0,29	-	1,6	-	0,06	-	-	-	1029	121	-	2	5	9	27	АктюбНИГРИ
2	408	A-I+A-II	устье	31.10.2018	637,0-640,0; 659,0-666,0; 682,0-676,0; 693,0-696,0;	0,8875	-	-	-	-	-30	-	0,38	-	0,04	-	0,023	-	-	-	7,05	178	-	-	-	8	20	Вернал Ойл Казахстан
3			устье	19.05.2019	704,0-709,0; 716,0-717,5	0,8869	120,9	47,1	30,9	-	-53	-	0,35	-	отс.	-	0,01	-	-	-	32	121	-	1	3	7	23	АктюбНИГРИ
Среднее по СВ крылу						0,8854	96,65	37,60	25,20	-	-43	0,60	0,34	-	0,55		0,031	-	-	-	356	140		2	4	8	23	
Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)																												
4	T-2	A-I	устье	03.03.2008	590,0-593,0; 602,0-604,0; 612,0-616,0	0,8803	93,38	35,43	24,23	60	<-20	2,83	0,26	18,48	22,0	отс.	0,030		2,28		25363	205	-	-	-	8	22	Каспиймунайгаз
5	T-2	A-I	устье	31.10.2005		0,8820	92,61	35,32	24,02	85	<-20	2,37	0,45	5,07		0,05	0,170	0,09	1,63	315	832	154	-	-	4	11	26	КазНИГРИ
6	T-7	A-I	гл.	11.05.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	0,8835	98,66	37,21	24,96	56	<-20	2,87	0,36	18,56	12,0	отс.	0,543	-	2,29	-	105	200	-	-	-	7	21	Каспиймунайгаз
7	T-7	A-I	устье	19.05.2019	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	0,8943	99,40	39,90	26,10	-	-43	1,90	0,28	-	7,2	-	0,700	-	-	-	10588	-	-	-	-	-	-	АктюбНИГРИ
8	T-9	A-I	гл.	24.04.2008	602,9-608,5	0,8790	93,25	33,56	23,10	67	<-20	2,96	0,34	18,24	0,5	отс.	0,020	-	2,30	-	38,74	215	-	-	-	6	21	Каспиймунайгаз
9	T-9	A-I	устье	03.03.2008	602,9-608,5	0,8773	82,80	30,35	20,73	47	<-20	2,98	0,32	17,96	5,0	отс.	0,080	-	2,26	-	1689	205	-	-	-	8	22	Каспиймунайгаз
Среднее по ЮЗ крылу						0,8827	93,35	35,30	23,86	63	<-20	2,65	0,34	15,66	9,3	0,01	0,257	0,09	2,15	315	6436	196	-	-	4	8	22	
Среднее по альбским горизонтам						0,8836	94,18	35,87	24,193	63	<-20	2,36	0,34	15,66	6,0	0,01	0,182	0,09	2,15	315	4409	175	-	2	4	8	23	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																												
10	402	T-I	устье	04.01.2015	1402,0-1408,0	0,8107	5,48	3,31	2,86	-5	<-20	4,53	0,10	отс.	отс.	-	отс.	0,07	0,52	203	159	108	-	12	26	39	52	КазНИГРИ
11	402*	T-I	устье	21.12.2014	1402,0-1408,0	0,7888	2,51	1,80	1,57	-17	<-20	3,68	0,08	2,08	-	отс	отс.	0,1	0,54	147	368	80	6	22	38	54	70	КазНИГРИ
Среднее по горизонту T-I						0,8107	5,48	3,31	2,86	-5	<-20	4,53	0,10	отс.	отс.	-	отс.	0,07	0,52	203	159	108	-	12	26	39	52	
12	403	T-VIII	устье	04.01.2015	1769,0-1778,0	0,8061	5,85	3,38	2,91	-8	<-20	4,91	0,07	-	отс.	-	отс.	0,04	0,39	191	94	110	-	12	26	40	58	КазНИГРИ
13	403*	T-VIII	устье	19.05.2019	1769,0-1781,0	0,7864	17,9	4,10	3,40	-	5	4,5	0,06	-	отс.	-	0,01	-	-	-	34	77	-	13	24	37	54	АктюбНИГРИ
Среднее по горизонту T-VIII						0,8061	5,85	3,38	2,91	-8	<-20	4,91	0,07	-	отс.	-	отс.	0,04	0,39	191	94	110	-	12	26	40	58	
Среднее по триасовым горизонтам						0,8084	5,67	3,35	2,89	-7	<-20	4,72	0,09	0	0,00		0,00	0,06	0,46	198	126	109		12	26	40	55	
Исследование конденсата																												
Северное крыло																												
14	401	T-VI	устье	11.11.2014	1495,0-1530,0	0,7156	0,72	-	-	<-20	<-20	0,14	0,01	отс.	отс.	-	отс.	0,03	отс.	119	12,7	56	21	66	88	-	-	КазНИГРИ
Примечание: *- отбракованные пробы																												



**Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Бурбайтал надсолевое. Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.**

Наименование	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<b>Параметры дегазированной нефти</b>				
<i><b>Альбские горизонты А-I, А-II (Северо-Восточное, Юго-Западное крыло)</b></i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см <sup>3</sup>	5	9	0,8773-0,8943	0,8836
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре				
20 °С	5	8	72,40-120,90	94,18
50 °С	5	8	19,50-30,90	24,19
Температура застывания, °С	5	9	-53-(-30)	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	5	9	0,26-0,45	0,34
-парафинов	4	7	0,60-2,98	2,36
-смола силикогелевых	3	5	5,07-18,60	15,66
-асфальтенов	3	5	0,0-0,05	0,01
Температура начала кипения, °С	5	8	121-215	175
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	3	3	3-5	4
до 300 °С	5	8	20-27	23
<i><b>Триасовые горизонты (Северное крыло)</b></i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см <sup>3</sup>	2	2	0,8061-0,8107	0,8084
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре				
20 °С	2	2	5,48-5,85	5,67
50 °С	2	2	2,86-2,91	2,89
Температура застывания, °С	2	2	-	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	2	2	0,07-0,10	0,09
-парафинов	2	2	4,53-4,91	4,72
-смола силикогелевых	-	-	-	-
-асфальтенов	2	2	-	отс.
Температура начала кипения, °С	2	2	108-110	109
Объемный выход фракций, %				
до 200 °С	2	2	-	26
до 300 °С	2	2	52-58	55
<b>Исследование конденсата</b>				
<i><b>Триасовый горизонт Т-VI (Северное крыло)</b></i>				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,7156
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, при температуре				
20 °С	1	1	-	0,72
50 °С	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1	-	<-20
Массовое содержание, %				
-серы общей	1	1	-	0,01
-парафинов	1	1	-	0,14
-смола силикогелевых	1	1	-	отс.
-асфальтенов	-	-	-	-
Температура начала кипения, °С	1	1	-	56
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	1	1	-	21
до 200 °С	1	1	-	88



### **1.1.6.3 Компонентный состав газа месторождения**

#### **Нефтяной газ**

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. компонентный состав нефтяного газа изучен по результатам исследований 6 проб газа, как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Исследования проведены в лабораториях ТОО «КазНИГРИ» и ТОО НИИ «КаспийМунайГаз».

#### **Альбские горизонты (Юго-Западное крыло)**

Альбские горизонты представлены результатами исследований 4 проб газа горизонтов А-I, А-II, отобранных из скважин Т-7, Т-9.

Газ «полусухой», содержание метана составляет 89,33 % мольн., этана – 3,53 % мольн., пропана – 2,13 % мольн., бутанов – 1,47 % мольн., компонентов группы  $C_{5+}$  – 0,44 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,23 % мольн., азота – 2,63 % мольн. Плотность газа составляет 0,778 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Триасовые горизонты (Северное крыло)**

Триасовые горизонты представлены результатами исследований 2 проб газа горизонтов Т-I, Т-VII, отобранных из скважин 402, 403.

Газ «жирный» с повышенным содержанием гомологов метана, содержание метана составляет 73,00 % мольн., этана – 9,33 % мольн., пропана – 4,77 % мольн., бутанов – 4,68 % мольн., компонентов группы  $C_{5+}$  – 3,56 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,15 % мольн., азота – 4,51 % мольн. Плотность газа составляет 0,990 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Свободный газ**

Компонентный состав свободного газа представлен результатами исследований единичной пробы триасового горизонта Т-VI, отобранной из скважины 401 в 2014 г.

Газ «полусухой», содержание метана составляет 92,18% мольн., этана – 2,97 % мольн., пропана – 1,43 % мольн., бутанов – 0,69 % мольн., компонентов группы  $C_{5+}$  – 0,30 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,11 % мольн., азота – 2,34 % мольн. Плотность газа составляет 0,735 кг/м<sup>3</sup>.

Результаты исследований приведены в таблице 1.1.6.3.1, усреднённые значения – в таблице 1.1.6.3.2.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Бурбайтал надсолевое. Компонентный состав газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№№ скважин	Горизонт	Место отбора	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Теплотворность		Содержание, % мольн.										Плотность газа, кг/м³	Плотность газа по воздуху	Компания-исполнитель
					низшая, ккал/м³	высшая, ккал/м³	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Нефтяной газ																			
Альбские горизонты( Юго-Западное крыло)																			
T-7	A-I	597	11.05.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	-	-	78,19	6,93	5,68	2,01	1,86	0,87	0,31	0,56	0,30	3,29	0,919	0,763	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
T-7	A-I	устье	16.01.2008	589,0-590,6; 599,0-600,3; 604,0-605,8	8360	9258	91,87	2,50	1,46	0,70	0,19	0,15	0,02	0,18	0,17	2,76	0,743	0,617	ТОО «КазНИГРИ»
T-9	A-I	570	24.04.2008	602,8-608,5	-	-	93,13	2,92	1,03	0,60	0,33	0,30	0,04	0,28	0,41	0,96	0,742	0,616	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
Среднее по горизонту A-I					8360	9258	87,73	4,12	2,72	1,10	0,79	0,44	0,12	0,34	0,29	2,34	0,801	0,622	
T-9	A-II	устье	29.01.2008	637,2-639,1	7906	8769	94,11	1,77	0,34	0,11	0,06	0,06	0,01	0,02	0,03	3,49	0,706	0,586	ТОО НИИ «КаспийМунайГаз»
Среднее по альбским горизонтам					8133	9013,5	89,33	3,53	2,13	0,86	0,61	0,35	0,10	0,26	0,23	2,63	0,778	0,613	
Триасовые горизонты (Северное крыло)																			
402	T-I	1406,5	10.11.2014	1402,0-1408,0	-	-	75,46	6,53	5,10	1,44	2,28	1,78	0,75	0,59	0,09	5,99	0,949	0,788	ТОО «КазНИГРИ»
403	T-VII	устье	15.07.2015	1710,0-1725,0	8180	8864	70,54	12,14	4,45	2,51	3,14	1,82	1,37	0,81	0,20	3,02	1,030	0,855	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по триасовым горизонтам					8180	8864	73,00	9,33	4,77	1,98	2,71	1,80	1,06	0,70	0,15	4,51	0,990	0,822	
Свободный газ																			
401	T-VI	устье	04.11.2014	1495,0-1530,0	8289	9183	92,18	2,97	1,43	0,29	0,40	0,13	0,11	0,06	0,11	2,34	0,735	0,610	ТОО «КазНИГРИ»

Таблица 1.1.6.3.2 – Месторождение Бурбайтал надсолевой. Компонентный состав газа

Тип газа	Нефтяной		Свободный
Горизонты	Альбские А-I, А-II (Юго-Западное крыло)	Триасовые Т-I, Т-VII (Северное крыло)	Триасовый Т-VI (Северное крыло)
Количество исследований	4	2	1
Содержание компонентов, % мольн.			
Углекислый газ	0,23	0,15	0,11
Азот	2,63	4,51	2,34
Метан	89,33	73,00	92,18
Этан	3,53	9,33	2,97
Пропан	2,13	4,77	1,43
Изо-бутан	0,86	1,98	0,29
Н-бутан	0,61	2,71	0,40
Изо-пентан	0,35	1,80	0,13
Н-пентан	0,10	1,06	0,11
Гексан+высшие	0,26	0,70	0,06
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	0,778	0,990	0,735

### **1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона**

По данным характеристики качества земельных угодий Атырауской области Курмангазинский район территориально размещается в пустынной зоне на бурых почвах.

Особенностью почвенного покрова района является разнотипность с абсолютным преобладанием интразональных почв над зональными. Большую часть территории Курмангазинского района (57,7%) занимают пески. Наиболее распространены бугристо-грядовые и равнинные, в комплексе с бурыми нормальными, лиманно-луговыми, солонцеватыми почвами, солонцами пустынными и солончаками сорowymi.

Пески интенсивно используются в качестве осенне-зимних, местами круглогодичных пастбищ и как сенокосные угодья. В результате бессистемного стравливания местами пески потеряли свою ценность как пастбища. Для улучшения их необходимо введение пастбищеоборота с правильным чередованием сроков стравливания и отдыха, засев и подсев ценных кормовых трав (житняк и др.).

**Бурые нормальные почвы** занимают 14,6% территории района. Наиболее характерны для периферийных участков песчаных массивов и залегают в комплексе с лугово-бурыми, лиманно-луговыми осолоделыми почвами, солонцами лугово-пустынными, солончаками сорowymi и песками бугристо-грядовыми. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески, супеси и легкие суглинки. Распределение гумуса по профилю относительно равномерное с постепенным уменьшением вглубь. По механическому составу в основном среднесуглинистые, супесчаные, песчаные. Площади бурых нормальных почв используются как пастбищные угодья. Но, вследствие легкого механического состава почвы подвергаются ветровой эрозии и теряют свое плодородие, особенно сильно на перегруженных пастбищах. Поэтому на пастбищах необходимо введение соответствующих противодефляционных мероприятий: рациональные пастбищеобороты, умеренный выпас скота, посев и подсев кормовых трав и т.д. При условии орошения, предупреждения возможного заселения и соблюдения соответствующих противоэрозионных мероприятий комплексные массивы бурых нормальных почв будут пригодны для земледелия.

**Бурые солонцеватые почвы** (4,7%) в северо-западной части района распространены сплошными однородными массивами и в комплексе с солонцами лиманно-луговыми осолоделыми и лугово-бурыми. Сложены в большинстве случаев суглинками и супесями, застилаемыми слоистыми отложениями с преобладанием песков и супесей. Почвы отличаются высокой остаточной засоленностью. Менее засолены супесчаные почвы,

приуроченные к окраинам песчаных массивов. Профиль этих почв имеет на глубине 20–40 см иллювиально-солонцеватый горизонт. Характерно неглубокое залегание легкорастворимых солей, представленных главным образом сульфатами кальция. Водно-физические свойства почв неблагоприятны для роста и развития растений. По механическому составу - среднесуглинистые на легких суглинках, супесях и песках, легкосуглинистые, супесчаные. Территории этих почв используются как пастбища. При освоении их в сельскохозяйственном обороте нуждаются в проведении мероприятий по борьбе с солонцеватостью и предотвращению ветровой эрозии.

**Солонцы (12,3%)** встречаются однородными массивами и в комплексе с бурыми солонцеватыми, лиманно-луговыми осолоделыми почвами и солончаками соровыми. Почвообразующие породы суглинистые и глинистые, реже супесчаные, имеющие большое количество солей, в основном хлористого и сернокислого натрия. Солонцы развиваются при глубине залегания минерализованных грунтовых вод более 1,5 - 2,0 м от поверхности. Механический состав - глинистый, тяжелосуглинистый, среднесуглинистый, легкосуглинистый. Площади солонцов используются в качестве малопродуктивных пастбищ весной и осенью. При условии орошения и проведения коренных мелиораций по рассолению почв возможно улучшение продуктивности пастбищ.

**Лугово-болотные солончаковые приморские (4,7%)** залегают с аллювиально-приморскими почвами. Занимают низменные плоские поверхности морской аккумулятивной равнины. Грунтовые воды сильно минерализованы и залегают на глубине 1,5 - 2,0 м. Содержание гумуса колеблется в пределах 2 - 10%, резко падает с глубиной. Территории используются под сенокосы и осенне-зимние пастбища. Освоение почв под земледелие требует предварительной промывки вредных для растений солей, внесения органических и минеральных удобрений, улучшения водно-физических свойств, понижения и отвода минерализованных грунтовых вод.

**Аллювиально-луговые обыкновенные почвы (2,2%)** распространены в юго-западной части района и образуют сплошной массив. Содержат мощный темноокрашенный гумусовый горизонт (0,5–1,0 м). Грунтовые воды резко колеблются. Механический состав - среднесуглинистый, на легких суглинках, супесях.

Почвы обладают достаточно высоким естественным плодородием и представляют хорошие сенокосные угодья. При орошении являются хорошими пахотопригодными землями. Для предотвращения длительного избыточного увлажнения необходимо обвалование орошаемых участков и проведение мероприятий, предупреждающих вторичное засоление.



**Аллювиально-луговые солончаковатые (1,4%)** залегают однородными массивами в южной части района. Грунтовые воды залегают на глубине 2 - 4 м, засоление проявляется с верхнего полуметрового слоя. Тип засоления хлоридно-сульфатный. Профиль почв слоистый с чередованием тяжелых и легких почв по гранулометрическому составу прослоев. Площади аллювиально-луговых солончаковых почв используются как сенокосные и пастбищные угодья. Освоение их под поливное земледелие требует предварительной промывки и отвода минерализованных грунтовых вод.

**Почвы аллювиально-луговые солончаковые (1,6%)** залегают с солончаками луговыми и формируются в тех же условиях, что и солончаковатые, но при более низком стоянии минерализованных вод (2,0 - 2,5 м). Характеризуются относительно небольшой мощностью гумусового горизонта (20 - 30 см) и засолением в верхнем 30-сантиметровом слое. Важной особенностью этих почв является наличие легкорастворимых солей. Площади этих почв используются как пастбищные угодья и отчасти малопродуктивные сенокосы. Освоение их под поливное земледелие требует предварительного рассоления и особо строгого соблюдения мероприятий по предупреждению вторичного засоления.

**Лугово-бурые обыкновенные почвы (0,2%)** встречаются однородным участком. По своим физико-химическим свойствам эти почвы при орошении пригодны для возделывания сельскохозяйственных культур, не требуют особо строгого соблюдения мероприятий по предупреждению вторичного засоления.

Солончаки соровые составляют всего 0,1% от площади района. Очень высокое засоление и плохие физико-химические свойства исключают возможность произрастания на них даже самых солевыносливых растений. Земли непригодны для сельскохозяйственного использования. Освоение и мелиорация их затруднены и требуют больших капитальных затрат.

**Болотные, приморские почвы и солончаки луговые** составляют 0,1% и используются как пастбища и местами сенокосы. По характеристике качества земельных угодий, приведенной выше, видно, что в районе большие площади заняты солонцеватыми и засоленными почвами в совокупности с солонцами и солончаками - 38,3%.

Все почвы территории Курмангазинского района отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания. Среди почв территории района преобладают почвы легкого механического состава. Почвы района почти полностью используются в качестве естественных кормовых угодий в результате засушливости климата, больших площадей песков и солонцов.



### **1.1.8 Характеристика растительного покрова региона**

Территориально Курмангазинский район размещается в пустынной зоне на бурых почвах. Особенностью почвенного покрова района является резко выраженная комплексность с абсолютным преобладанием интразональных почв над зональными. Основными компонентами почвенного покрова являются разнообразные солонцы, солончаки, лугово-бурые, пойменно-луговые, лугово-болотные почвы. Большие площади в районе заняты песками - 606,8 тыс. га и выходами засоленных глин - 72,0 тыс. га.

Курмангазинский район расположен в пустынной зоне Арало-Каспийской провинции в Эмбинском возвышенно-равнинном (восточная часть района), Приморском низменно-равнинном (западная часть района) и Устюртском увалисто-волнистом (восточная оконечность района) округах.

Для растительного покрова характерно господство полыней (белоземельная или серая, черная, песчаная), солянок (дзень, биюргун, кокпек, камфоросма, сведа, сарсазан). Видовой состав пастбищ в основном представлен двумя жизненными формами: травянистыми растениями и полукустарниками. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновинные злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного. В северо-западной части района по равнине на бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах и пустынно-степных формируются белоземельнополюнные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополюнно-солянковыми, кокпеково-чернополюнными, еркеково-серополюнно-мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельнополюнных пастбищ представлена белоземельнополюнным, белоземельнополюнно-злаковым, белоземельнополюнно-солянковым типами.

Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновинные злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного.

Рекомендуется использовать белоземельнополюнные пастбища под выпас всех видов скота в весенне-летне-осенний период. По выровненным местам рельефа бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский, на солонцах пустынных формируются чернополюнные пастбища. Образуют комплексы с белоземельнополюнными, кокпековыми травостоями.



Группа объединяет следующие типы: чернополынный, чернополынно-солянковый (изень, камфоросма марсельская, эбелек, эхинопсилон, биюргун), чернополынно-мятликовый.

Чернополынные пастбища рационально использовать в осенний период, чернополынно-мятликовые - в весенне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

Небольшими пятнами по всей территории бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский, а также в северной части района и в центральной части по равнине на солонцах пустынных и солончаках формируются биюргуновы пастбища. Характеризуются бедностью флористического состава. Часто встречаются чистые заросли биюргуна, реже в сложении травостоя участвуют мятлик луковичный, мортук восточный, костер кровельный. Биюргуновы пастбища рекомендуется использовать как осенние для овец, верблюдов и лошадей. Для растительного покрова бывших совхозов Балкудукский и Суюндукский характерно широкое распространение кокпека и солянок (биюргун, изень, климакоптера, супротивнолистная, эхинопсилон).

Формируются по понижениям равнины на солонцах. Встречаются как самостоятельными массивами, так и в комплексе с биюргуновыми и чернополынными типами пастбищ. Кокпеково-чернополынный и солянковый типы пастбищных угодий рекомендуется использовать в осенний, кокпеково-мятликовый - в весенне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

На песчаных массивах Бетпак-Шагыр, Косдаулет, Бузанай, Мынтюбе самое широкое распространение получили шагыровые пастбища. Встречаются по всем элементам бугристых песков. Группа шагыровых пастбищ представлена шагырово-эфемеровым, шагыровым, шагырово-кияковым, шагырово-астроговым, шагырово-разнотравным типами. Доминант - полынь песчаная, шагыр. В разных типах к нему в большом обилии примешиваются костер кровельный, кияк, астрогол, пескодрев. Кроме перечисленных растений встречаются цмин песчаный, верблюдка Маршалла, василек красивый, тысячелистник мелкоцветковый, бурачок пустынный, аристида перистая.

Рекомендуется шагырово-эфемеровые пастбища использовать как весенне-осенние, шагыровые — как осенние, шагырово-кияковые, шагырово-разнотравные, шагырово-астроговые - как весенне-летне-осенние пастбища для овец, лошадей, верблюдов

Следующая группа пастбищ, наиболее распространенная в песках, - жузгуновая. Выделены жузгуново-шагыровый, жузгуново-полынный, жузгуново-эфемеровый типы. Встречаются по всем элементам бугристо-грядовых песков. Жузгуновы пастбища рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота.

На песках полужакрепленных широко распространены кияковые пастбища. Представлены кияковым, кияково-шагыровым, кияково-эфемеровым типами. Кияковые пастбища рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота. По межбугровым понижениям с близким залеганием грунтовых вод небольшими пятнами формируются тамарисковые пастбища. Группа представлена тамарисково-шагыровым, тамарисково-полынным типами (полыни однопестичная и австрийская). Пастбища этой группы рекомендуется использовать в весенне-летне-осенний период под выпас овец, лошадей, верблюдов.

Небольшими пятнами по межбугровым понижениям формируются эфемерные (костер кровельный) и разнотравные (тысячелистник мелкоцветковый, сирения стручковая, василек красивый) типы пастбищных угодий. Эти пастбища рекомендуется использовать в весенний период под выпас всех видов скота. Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Данные пастбища самостоятельных массивов не образуют, встречаются в комплексе друг с другом, а также с шагыровыми, кияковыми, жузгуновыми типами пастбищных угодий. Рекомендуется использовать еркековые, лерхиановополынно-эфемерные типы пастбищ в весенне-летне-осенний период под выпас всех видов скота. Биюргуновые типы пастбищ в хозяйственном отношении большого значения не имеют из-за низкой кормовой ценности биюргуна.

На пастбищных угодьях наблюдается общая тенденция к депрессии растительного покрова под влиянием интенсивного использования. Постоянный бессистемный выпас скота вблизи зимовок, источников водопоя значительно ухудшает кормовые качества пастбищ, резко снижает их продуктивность, приводит к засорению вредными и непоедаемыми, а также ядовитыми травами (адраспан, молочай). Дальнейшее поступательное развитие животноводства связано с необходимостью проведения комплекса мероприятий по сохранению и улучшению, а также по повышению кормоемкости естественных кормовых угодий.

В южной части территории Курмангазинского района по понижениям приморской равнины на аллювиально-луговых почвах формируются солянковые (солянка натронная, сведа высокая, лебеда татарская, солянка Паульсена), кустарниковые (гребенщик многоветвистый). Встречаются в комплексе друг с другом. Группа кустарниковых пастбищ представлена тамарисково-ажрековым, тамарисково - солянковым и тамарисково-полынным типами. Рекомендуется солянковые, тамарисково-солянковые и тамарисково-полынные

пастбища использовать в осенний, тамарисково-ажрековые - в весенне-летне-осенний период под выпас овец, лошадей и верблюдов.

В прибрежной полосе Каспийского моря сосредоточены сенокосные угодья. Вдоль самого берега тянется полоса тростниковых сенокосов. Севернее расположены злаково-осоковые и злаково-разнотравные сенокосы с преобладанием пырея ползучего. Сенокосные угодья в основном чистые, участие непоедаемых растений в травостое незначительное. Среди тростниковых сенокосов встречаются заболоченные участки, которые невозможно выкашивать во время массовой уборки сена. Позднее они обычно используются под выпас крупного рогатого скота и лошадей.

Площадь сенокосных угодий 60,7 тыс. га. Урожайность 10,6 ц/га кормовых единиц. Кормозапас 642,1 тыс. ц кормовых единиц.

На территории Курмангазинского района встречаются следующие виды дикорастущих растений:

***Кормовые, сорные, вредные и ядовитые растения***

- Вейник наземный - акбатаук - *Galamagrostic epigeios* (L) Roth.
- Волоснец гигантский - кияк - *Elymus giganteus* Vahl.
- Ковыль волосатик - тырса, калкан, седец, сазан боз - *Stipa capillata* L.
- Ковыль Иоанна - кумыздык боз - *Stipa Joannis* Cel.
- Ковыль Лессинга - бегете боз - *Stipa Lessingiana* Trin et Rugr.
- Костер кровельный - таракбоз, аркаган - *Bromus testorum* L.
- Мятлик луковичный - конурбас - *Poa bulboga* L.
- Мортук восточный - *Eremopyrum orientale* (L) Gaub et Spash.
- Овсяница бороздчатая - типчак, бегете - *Festuca sulcata* Hack.
- Пырей ветвистый - вострец - *Agropyron ramosum* nevaki.
- Пырей ползучий - жантак - *Agropyron repens* (L).
- Пырей пустынный - житняк - жол еркек - *Agropyron desertorum* (Pich) Schult.
- Пырей ломкий - кумеркек - *Agropyron fragile* (Proth) neoski et Sch.
- Тростник обыкновенный - камыс, курак - *Phragmites communis* (L) Trin.
- Ежовник солончаковый - биюргун - *Anabasis salsa* Benth.
- Кумарчик песчаный - *Agriophyllum arenarium* M.B.
- Лебеда татарская - алабота - *Atriplex tatarica* L.
- Рогач песчаный - эбелек - *Ceratocarpus arenarius*
- Сарсазан шишковатый - тентек соранг - *Halochemum strobilaceum* (Pall)M.B.
- Сведа высокая - кара шора - *Suaeda altissima* (L) Pall.

- Солерос европейский - кызыл сорат - *Salicornia europaea* (L).
- Солянка Паульсена - канбак - *Salsola Paulscini* Litv.
- Солянка натронная - *Salsola nitraria* Pall.
- Солянка чумная - туйе карын - *Salsola pertifer* Litv.
- Гребенщик многоветвистый - тамариск - *Tamarix ramosissima* Ldb.
- Гелиотроп аргузиевый - *Heliotropium arguzioides* Xar. et Kir.

#### **Эндемики**

- Качим лопатчатолистный - *Gysophila spathulifolia*.
- Наголоватка тонкодольчатая - *Jurinea tenuiloba*.
- Астрагал многорогий - *Astragalus polyceras*.
- Кувшинка (реликтовый вид) - *Nimphala condida*.

#### **Краснокнижные виды**

- Водяной орех-чилиим - *Trapa natans*.
- Лотос орехоносный - *Nelumbo nucifera*.
- Дрема астраханская - *Melandrium astrachanicum*.

#### **Грибы**

- Сетчатоголовник оттянутый - *Dictyocephalos attenuatus*.

#### **Технические виды**

- Тростник обыкновенный.

#### **Лекарственные растения**

- Полынь метельчатая – бурген.
- Гармала обыкновенная – адраспан.
- Бессмертник песчаный – цмин.
- Ежовник безлистный, анабазис – итсигек.

Расположение территории Курмангазинского района внутри Евразийского континента обусловило черты резко выраженного материкового климата с высокой континентальностью: короткая малоснежная, но довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето. За период вегетации растений осадков выпадает мало – 70 - 115 мм, а за весь год – 150 - 180 мм. Это говорит об очень низкой влагообеспеченности района, поэтому гидрографический коэффициент (ГТК) не превышает 0,2 - 0,3. Возможный расход влаги на испарение за период вегетации составляет 1105 - 2285 мм. Отсюда дефицит влажности воздуха равен 6,1 - 8,2 мб.

### **1.1.9 Характеристика животного мира региона**

По зоогеографическому районированию район входит в северный участок Арало-Каспийских пустынь Туранского округа Ирано-Туранской провинции Средиземноморской подобласти. Характерными млекопитающими данного участка (района) являются: сайга, кабан, волк, корсак, лисица красная, степной хорь, заяц-русак, ондатра, суслики; рыбы - сом, щука, сазан, судак, карп, лещ, язь, линь, окунь, карась, плотва и др.; птицы - гуси, утки, чирки-кулики, лысуха, серая куропатка, голуби.

#### **Млекопитающие**

##### ***Отряд насекомоядные***

- Семейство ежи, род ежи.
- Ушастый еж - обитатель глинистых и песчаных полупустынь и пустынь. Активен с марта-апреля до октября-ноября. Обитает в норах. Питается жуками, саранчовыми, мелкими насекомыми. Обычен на данной территории.
- Семейство землеройки, род белозубки.
- Малая белозубка - обитатель пустынных и культурных ландшафтов. Гнездится в траве, углублениях почвы, норах мелких грызунов. Активна в теплое время года. Питается насекомыми. Обычна.

##### ***Отряд рукокрылые***

- Семейство обыкновенные летучие мыши представлено родами: ночницы (усатая ночница), вечерницы (рыжая вечерница), кожаны (двухцветный кожан). Виды тяготеют к постройкам человека, различным убежищам. Размножаются в мае-июне. Питаются жуками, бабочками, комарами. Двухцветный кожан малочислен, улетает на зимовку. Другие виды обычные, оседлые.

##### ***Отряд зайцеобразные***

- Семейство зайцы и кролики, род зайцы представлен зайцем-русаком и зайцем-песчаником (толаем) - обычными видами. Толай предпочитает бугристые пески с зарослями саксаула.

##### ***Отряд грызуны***

##### ***Семейство беличьи, род суслики***

- Суслик-песчаник обитает в бугристых песках с травянистой и кустарниковой растительностью, в полынно-солянковых и эфемеровых пустынях. Обычен.
- Малый суслик выбирает открытые глинисто-солонцеватые участки с преобладанием полыней, целинные участки полупустынь, небольшие пашни, обочины дорог и т.п. Норы до

2 м глубины. Активен с марта, в спячку впадает в июне-июле, иногда позже. Обычен. Один из главнейших носителей чумы в природе.

*Семейство мышовки, род мышовки*

- Степная мышовка - обитатель полупустынь и пустынь. Живет в норах других животных. Зиму проводит в спячке. Обычна.
- Семейство тушканчики представлено родами: земляные зайцы, земляные зайчики, емуранчики, мохноногие тушканчики. Все виды - обычные обитатели северных пустынь, полупустынь.
- Тарбаганчик населяет преимущественно солонцы, солончаки; пища - луковицы, семена, зеленые части растений (как у емуранчика и мохноногого тушканчика); норы строит в плотных грунтах, размножается с весны до осени.
- Емуранчик населяет также пески, размножается с весны до середины лета.
- Мохноногий тушканчик населяет незакрепленные и слабозакрепленные пески. На рассматриваемой территории тушканчики впадают в зимнюю спячку в норах.

*Семейство хомякообразные, подсемейство хомяки*

- Род хомячок Эверсмана, вид хомяк Эверсмана придерживается солончаковых участков, живет в песках, в разных стадиях, закрепленных растительностью, по окраинам полей. С октября впадает в спячку в норах. Обычен.
- Род серый хомячок, вид серый хомячок заселяет пески, сельскохозяйственные угодья. В зимнюю спячку не впадает, живет в норах. Обычен. Хомяки питаются растительным и животным кормом (жуки, саранчовые, муравьи и др.).
- Род песчанки, гребенщикова песчанка населяет бугристые пески, уплотненные песчаные, глинистые, засоленные почвы, культурные земли. Зимние норы достигают глубины 2–2,5 м, летние - 1 м. Размножается с апреля по октябрь. Питается семенами, зелеными частями растений, зимой - корой кустарника. Обычный вид. Носитель чумы.
- Полуденная песчанка сходна по образу жизни и поведению. Носитель чумы.
- Род слепушонки, вид обыкновенная слепушонка в полупустыне и пустыне обитает среди закрепленных песков, солонцов. На поверхность выходит очень редко, норы неглубокие. Питается подземными частями растений. Обычный вид.
- Род серая полевка, вид обыкновенная полевка предпочитает пониженные влажные места, заселяет сельхозугодья, зимой встречается в жилищах человека и др. В спячку не впадает. Обычный вид. Источник туляремии.



- Род домовые мыши. Домовая мышь обитает в самых разных ландшафтах, домах, хозяйственных постройках. Живет в норах глубиной 25 - 30 см. Может размножаться круглый год. Обычна. Распространяет многие очень опасные болезни.

- Род полевые и лесные мыши представлен полевой мышью, предпочитающей увлажненные места, сельхозугодья и др. Обычна.

#### ***Отряд хищные***

- Семейство собаки представлено родами: волки и собаки, лисицы. Виды обычны, могут распространять опасные болезни (бешенство и др.).

- Семейство куньи, род ласки и хорьки представлен степным хорем.

- Степной хорь - обитатель пустынь, преимущественно непесчаных, полей. Использует норы других животных. Молодняк появляется в апреле-мае. Питается мелкими млекопитающими, иногда птицами, пресмыкающимися, насекомыми. Обычен.

#### ***Отряд парнокопытные***

- Семейство свиньи, род кабаны, вид кабан. На территорию заходит в пески и саксаульники, особенно в годы больших снегопадов, заходит на поля; в многоводные годы ареал может расширяться.

- Семейство полорогие, род сайги, вид сайга - типичный обитатель рассматриваемой территории зимой; здесь район значительного сосредоточения животных, мигрирующих с северных летовок через территорию полигона Капустин Яр. Промысловый вид.

### **Птицы**

#### ***Отряд хищные***

Семейство ястребиные представлено родами: орлан (орлан-белохвост), канюк (зимняк, курганник), орел (беркут, могильник, степной орел), лушь (степной лушь).

- Орлан-белохвост - краснокнижный вид, населяет берега рек, озер, моря; иногда гнездится в нескольких километрах от воды. На рассматриваемой территории может встретиться в полете, что маловероятно.

- Зимняк может встретиться на зимовке.

- Курганник обычен, перелетная или кочующая птица. Предпочитает места с равнинным, слегка всхолмленным рельефом. Гнездо строит на саксауле, брошенных постройках и т.п. Кладка в конце марта-начале апреля. Питается песчанками, полевками, сусликами, птицами, пресмыкающимися.

- Беркут - краснокнижный вид. В междуречье Волга-Урал всегда был малочислен, здесь места его летнего пребывания. Ведет оседлый или кочующий образ жизни. Встреча с ним маловероятна.



- Могильник местами обычная, перелетная птица. Придерживается равнин с отдельными деревьями, на которых строит гнезда. Охотится за зайцами, сусликами, песчанками и др. Встреча с ним на рассматриваемой территории маловероятна.

- Степной орел обычен на данной территории, перелетная птица. Строит гнездо на земле. Кладка апреле-мае. Питается грызунами, птенцами, пресмыкающимися.

- Степной лунь обычен, перелетная птица. Гнездо строит на земле. Кладка в конце апреля-в мае. Питается мелкими грызунами, птицами, ящерицами, насекомыми.

- Семейство соколиные, род сокол представлен обыкновенной пустельгой и степной пустельгой. Это обычные перелетные птицы, гнездятся на деревьях, на земле и др. Кладка в мае. Питаются мышевидными грызунами.

### ***Отряд куриные***

#### ***Семейство фазановые, род перепел***

- Перепел - обычная перелетная птица, характерная в основном для сельскохозяйственных ландшафтов. Большую часть жизни проводит на земле. Кладка в мае. Питается семенами растений и насекомыми.

- Возможен заход на территорию серой куропатки, питание и поведение которой сходно с таковыми и перепела.

### ***Отряд дрофы***

Семейство дрофиные, род дроф представлены дрофой и стрепетом, перелетными птицами, занесенными в Красную Книгу РК.

- Дрофа гнездится в Волго-Уральском междуречье, встречается в весеннем пролете и частично на зимовках. Населяет полынные и злаковые пространства, поля и залежи. Питается семенами растений, жуками, саранчой, мелкими грызунами и ящерицами.

- Стрепет - самый мелкий представитель отряда в Казахстане. В отличие от дрофы в республике не зимует. Встречается в поросших злаками и эфемерами песчаных участках, сухих лугах. Гнездится в апреле-начале мая.

### ***Отряд кулики***

- Отряд кулики представлен семействами: авдотки, род авдотка (авдотка); тиркушки, род тиркушка (степная тиркушка); ржанковые, род зук (каспийский зук). Эти кулики - перелетные птицы, обживающие участки с разреженной (скудной) растительностью, солончаки. Обычные в междуречье Волга-Урал виды, питающиеся в основном разнообразными насекомыми.

### ***Отряд рябки***



- Род саджа, саджа - обычная, оседлая и кочующая птица. Гнездится на участках с плотными грунтами, на земле. Кладка с середины апреля. Питается семенами растений, почками, побегами.

#### ***Отряд голуби***

- Род голубь, обыкновенная горлица. Обычная, перелетная птица, населяет культурный ландшафт. Гнездится в кустах. Кладка в мае. Питается семенами.

#### ***Отряд кукушки***

- Семейство кукушковые, род кукушка представлен обыкновенной кукушкой. Обычная, перелетная птица. Населяет самые разнообразные ландшафты.

#### ***Отряд совы***

Семейство настоящие совы представлено родом филин и родом домовый сыч.

- Филин - немногочисленная, оседлая или кочующая птица. Гнездится по оврагам, развалинам. Кладка в апреле. Питается всевозможными животными от зайцев до мышевидных грызунов и мелких воробьиных птиц.

- Домовый сыч обычен. Оседлая птица. Гнездится в укромных местах развалин, на чердаках, в норах обрывов и т.п. Кладка - апрель-май. Питается мелкими грызунами и птицами, ящерицами, насекомыми.

#### ***Отряд козодои***

- Семейство настоящие козодои, род козодой.
- Обыкновенный козодой. Обычен. Перелетная птица. Населяет кустарники в полупустыне. Гнездится на земле. Кладка - май-июль. Питается ночными насекомыми.

#### ***Отряд длиннокрылые***

- Род стрижи, черный стриж обычен или многочислен. Перелетная птица. Предпочитает открытые пространства, поселения человека. Гнездится в норах по обрывам, под крышами зданий и т.п. Кладка в июне. Питается крылатыми насекомыми.

#### ***Отряд ракшеобразные***

- Сизоворонка. Обычная, перелетная птица. Обитатель полупустынь, пустынь, культурных ландшафтов. Гнездится в норах по обрывам, в щелях домов и др. Кладка в мае-июне. Питается насекомыми, ящерицами, грызунами.

- Удод. Обычная, перелетная птица. Населяет открытые пространства с кустарниками, посадки. Гнездится в горах, дуплах и др. Кладка в апреле-июне. Кормится на земле насекомыми и другими мелкими беспозвоночными.

#### ***Отряд воробьиные***



Семейство жаворонковые представлено 4 родами: хохлатый жаворонок (хохлатый жаворонок), малый жаворонок (серый и малый жаворонки), степной жаворонок (черный и белокрылый жаворонки), рогатый жаворонок (рогатый жаворонок).

- Жаворонки - обычные, перелетные, кочующие или оседлые птицы. Населяют сухие степи, полупустыни, солончаки, культурные ландшафты. Гнездятся на земле. Кладка апрель-июнь. Питаются насекомыми и семенами.

- Семейство ласточковые, род касатка, представлен двумя видами: деревенская ласточка и нитехвостая ласточка. Обычная деревенская и малочисленная нитехвостая ласточки - перелетные птицы, тяготеющие к культурным ландшафтам и населенным пунктам.

- Семейство сорокопутовые, род сорокопуд, представлено двумя видами: серый сорокопуд и жулан. Это обычные птицы, предпочитающие открытые пространства с кустарником, питающиеся мелкими позвоночными, насекомыми и др. Гнездятся на кустах. Кладка в апреле-июне. Серый сорокопуд - оседлая и кочующая, жулан - перелетная птица.

- Семейство крапивниковые - Род каменка. Обыкновенная каменка. Обычная, перелетная. Населяет открытые пространства. Гнездится в норах. Кладка в мае-июне. Питается насекомыми.

- Род соловей представлен южным, обыкновенным соловьями и варакушкой. Это обычные перелетные птицы. Держатся зарослей кустарников, посадок, садов и т.п. Гнездятся на земле, в нижней части кустарников. Кладка в мае-июне. Питаются мелкими беспозвоночными.

- Семейство славковые, род славка, вид пустынная славка. Обычная птица. Населяет кустарники и саксаульники. Гнездится на кустах. Кладка в апреле-июне. Питается насекомыми, ягодами.

- Семейство ткачиковые, род воробей, представлен домовым и полевым воробьями. Обычные, предпочитают культурные ландшафты.

- Семейство скворцовые, род настоящий скворец, вид обыкновенный скворец. Обычен, предпочитает культурные ландшафты.

- Семейство вороновых, род ворон (ворон, ворона, грач), род галка (галка), род сорока (сорока).

Ворон - немногочисленная, оседлая птица, ворона и галка - обычные, оседлые, кочующие и перелетные птицы, сорока - обычная, оседлая и кочующая, грач - обычная, перелетная птица. Вороновые склонны к обитанию в культурных ландшафтах.

### **Земноводные**



### ***Отряд бесхвостые***

- Семейство жабы, род жабы, вид зеленая жаба. Обитатель полупустынь и пустынь, ведет наземный образ жизни. В пустынях, видимо, впадает в летнюю спячку. Зимует в норах грызунов, в ямах. Весной появляется с конца марта до середины мая и идет в водоемы для размножения.

### ***Пресмыкающиеся***

#### ***Отряд ящерицы***

- Семейство агамовые - Род агамы. Агама обитает на участках с редкой кустарниковой растительностью, сыпучих песков избегает. Убежищами служат норы сусликов и песчанок. Активна с марта по октябрь. Основа питания - чернотелки, листоеды, муравьи. Обычна.

- Род круглоголовки. Такырная круглоголовка держится на уплотненных почвах с редкой растительностью. Пользуется норами насекомых. Активна в марте-октябре. Питается саранчовыми, жуками. Обычна.

- Круглоголовка-вертихвостка обитает на закрепленных и слабозакрепленных песках.

- Активна в апреле-октябре. Питается мухами и другими насекомыми. Обычна.

- Ушастая круглоголовка на голых песках обычна. Активна с марта по октябрь. Питается жуками, гусеницами, клопами, осаами и др. Обычна.

- Семейство ящерицы - Род ящурки, виды - быстрая и разноцветная - обитают на участках закрепленных песков, глинистых почв. Используют норы. Активны в марте-октябре. Питаются жуками, саранчовыми, пауками, клопами, мухами, гусеницами и др. Обычны и многочисленны. Род настоящие ящурки, вид прыткая ящерица. Предпочитает заросли кустарников, обочины дорог и т.п. Активна в марте-октябре. Делает норы и использует чужие. Питается насекомыми. Обычна и многочисленна.

#### ***Отряд змеи***

- Семейство удавы - Род удавчики, песчаный удавчик обитает в сыпучих и слабозакрепленных песках. Активен с начала апреля до середины октября. Питается ящерицами, грызунами, мелкими птицами. Обычен.

- Род полозы. Желтобрюхий полоз - краснокнижный вид. Живет в кустарниковых зарослях, на зарастающих песках. Для убежищ используются норы грызунов. В июне-июле самка откладывает яйца (молодые появляются в сентябре). Питается грызунами, ящерицами, змеями, птицами, насекомыми. На змеях обитают иксодовые клещи. Агрессивная, неядовитая змея.

- Род лазающие полозы. Узорчатые полозы повсеместно обычны в отношении мест обитания, убежищ, пищи. Активен с марта по октябрь.
- Семейство гадюки, род гадюки, вид степная гадюка. Населяет кустарники, солянковые полупустыни и закрепленные пески. После зимовки покидает норы и другие убежища в марте-апреле и занимает их в октябре. Питается птицами, грызунами. Обычна.
- Семейство ямкоголовые змеи, род щитомордник, вид обыкновенный щитомордник. Зимует в норах грызунов, активен с марта-мая до октября-ноября. Питается грызунами, иногда птицами, реже ящерицами. Обычен. Ядовит.

### **Рыбы**

- В дельте Волги в реках Кигач и Шароновка распространены, речные, полупроходные и проходные рыбы, такие как: сом, щука, судак, сазан, лещ, язь, окунь, карась, плотва и др.

**В Красную Книгу СНГ (СССР) занесены следующие представители фауны Курмангазинского района:**

- млекопитающие - пегий путорак, хорь-перевязка;
- птицы - розовый и кудрявый пеликаны, желтая и малая белая цапли, фламинго, краснозобая казарка, мраморный чирок, стерх, журавль-красавка, дрофа, стрепет, белохвостая пигалица, тонкоклювый кроншнеп, орлан-белохвост, скопа;
- рыбы - каспийский лосось.

В Красную Книгу Республики Казахстан кроме перечисленных выше животных относятся следующие:

- птицы - беркут, колпица, лебедь-кликун, лебедь-шипун, савка, гусь-сухонос.

### **1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона**

В пределах Атырауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 10.10.2007 года № 1074, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря;
- Новинский государственный природный заказник (зоологический);
- Государственный природный резерват «Акжайык».

**1. Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря** площадью 662,6 тыс. га. В настоящее время границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан.

В состав заповедной зоны входят:





- Акватория и пойма реки Жайык (Урал) (от разветвления реки Жайык (Урал) на рукава Золотой и Яицкий до устья реки Барбастау);
- Дельта реки Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты реки Волги (в границах Казахстана);
- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана, до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка).

Водно-болотные угодья северной части Каспия, а особенно дельты рек Волги, Урала и Эмбы, а также прилегающее побережье и акватория самого моря, являются важнейшими на Евразийском континенте угодьями, которые обеспечивают поддержку миллионам водоплавающих и околоводных птиц в период гнездования, линьки, сезонных миграций и зимовки. Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Экологическом кодексе РК.

**2. Новинский государственный природный (зоологический) республиканского значения заказник** (46°15' с.ш.; 49°45' в.д.) создан для охраны редких животных в восточной части устья реки Кигач (Кигащ) и Северная часть Каспия, на территории Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан. Заказник был организован постановлением Совета Министров КазССР от 17.02.1986 г., его площадь 45 тыс. га. Госзаказник «Новинский» расположен на малых и больших островах в труднодоступной части Северного Каспия. Острова периодически затапливаются до 80 %. Условия благоприятны для обитания боровой и водно-болотной дичи. Водятся кабан, лисица, корсак, заяц-русак, ондатра, енотовидная собака; водоплавающие и около-водные птицы; гнездятся более 23 видов птиц серые гуси, кряква, серые утки, лысуха, различные нырки, турухтан и т.д. Встречаются пернатые хищники: орлан-белохвост, камышовый лунь.

В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинно-иглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь-кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.).



**3. Государственный природный резерват «Акжайык»** расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 111 500,0 га, из них на землях Махамбетского района – 57595,0 га, на землях г. Атырау – 53 905,0 га.

Создан постановлением Правительства Республики Казахстан № 119 «О некоторых вопросах создания государственного учреждения Государственный природный резерват «Акжайык» от 6 февраля 2009 года в дельте реки Урал и прилегающем побережье Каспийского моря. 1 апреля 2009 года территория дельты реки Урал и прилегающего побережья Каспийского моря включена в список водно-болотных угодий международного значения. Она стала второй казахстанской территорией после Тенгиз-Коргалжынской системы озёр, вошедшей в данный список.

В 2014 году резерват вошел во всемирную сеть биосферных резерватов ЮНЕСКО. По данным последних исследований, список флоры включает 130 видов, относящихся к 90 родам, 33 семействам, что составляет примерно 54 % флоры казахстанской части Северного Прикаспия, насчитывающей около 250 видов. Здесь можно встретить редкие и занесённые в Красную книгу Казахстана растения.

Через территорию дельты реки Урал и прилегающее побережье Каспийского моря пролегает Сибирско-Восточно-Африканский миграционный маршрут перелетных птиц. Здесь сосредоточено большое количество редких и эндемичных (обитающих только в данной местности) видов растений и животных. Из птиц это такие редкие виды, как каравайка, колпица, малая белая цапля, египетская цапля, султанка. В период пролёта здесь останавливаются тысячи фламинго, кудрявых пеликанов, черноголовых хохотунов, лебедей, а также находящийся под угрозой исчезновения гусь-пискулька. На территории резервата встречается 78 видов млекопитающих. В списке исчезающих видов в регионе насчитывается 20 наименований птиц, 24 вида насекомых, 2 вида пресмыкающихся и 2 вида млекопитающих. На грани уничтожения - осетровые рыбы и каспийский тюлень.

**Контрактная территория месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мұнай» не затрагивает особо охраняемые природные территории.**

#### **1.1.11. Памятники истории и культуры региона**

Атырауская область богата на архитектурные памятники культуры, одним из таких памятников по праву считается **Мавзолей Жубана**. Построенный в 1898 году этот Мавзолей стал одним из самых выдающихся памятников казахского народного зодчества. Мавзолей находится в Жылыойском районе, в 90 км от города Кульсары Атырауской области, на вершине 20 метровой пологой возвышенности. Мавзолей Жубана представляет из себя

однокамерный купольный мавзолей (5,85 x 6,75 м по внешнему обмеру), входным проемом ориентированной на юг. Общая высота мавзолея – 9,95 м. С 1982 года Мавзолей Жубана включен в список памятников культуры республиканского национального значения и взят под охрану государства.

В 40 км к юго-востоку от поселка Индербор в Индерском районе Атырауской области находится место захоронения великого казахского поэта 19 века, вольнодумца и вдохновителя восстания Махамбета Утемисова. Могила поэта является памятником культуры и датируется 1846 годом, изначально здесь был большой восьмигранный саркофаг закрытый массивной надгробной плитой, в 1995 году была произведена полная реконструкция, и на месте последнего упокоения поэта был возведен красивый мавзолей из белого камня. С этого времени могила поэта является не только святым местом, но и памятником архитектуры.

**Сенекский заповедник** является памятником архитектуры 17-20 веков, он представляет собой некрополь состоящий из нескольких погребальных сооружений, а также старинной мечети. Добраться туда довольно непросто, заповедник находится в удаленном, ауле Сенек Атырауской области. Некрополь состоит из двух групп погребальных сооружений, первая группа датируется 19-20 веком, она включает в себя 3 купольных мавзолея, более 30 саганатама и ещё одну малую форму надгробий (кулпытас и койтас). Вторая группа погребальных сооружений расположена юго-восточнее на расстоянии в 600 метров, она имеет площадь чуть более 1 гектара и состоит из 2 купольных мавзолеев, порядка 20 саганатамов, и нескольких малых форм надгробий.

В 20-30 минутах езды от города Атырау находится уникальный **государственный музей заповедник «Хан Ордалы Сарайчик»**. Музей-заповедник «Хан Ордалы Сарайшык» был открыт в 1999 году, на основе объектов и экспонатов, собранных учеными за многие годы археологических раскопок. В состав музейного комплекса помимо самого музея, входит Ханский Пантеон, а также руины зданий и остатки крепостных стен древнего города Сарайшык. Огромный интерес вызывает богатейшая коллекция экспонатов собранных учеными при археологических раскопках.

**Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Бурбайтал отсутствуют.**



## **1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ)**

### **1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха**

Загрязнение воздушного бассейна может оказывать вредное воздействие на окружающую среду и жизнедеятельность человека.

С целью получения информации о состоянии атмосферного воздуха и оценки влияния на него осуществляется мониторинг за состоянием воздушного бассейна на месторождении Бурбайтал, в соответствии с утвержденной Программы экологического контроля.

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Бурбайтал были использованы данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, проведенных в 3 квартале 2023 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л». (Аттестат аккредитации за № KZ.T.05.1400 от 29.07.2020 г.) выданного Национальным Центром Аккредитации Министерства по инвестициям и развитию РК).

Согласно Отчету по производственному экологическому контролю на объектах АО «Аскер Мунай» за 3 квартал 2023 года производственный экологический мониторинг воздушного бассейна проводился в пределах санитарно-защитной зоны месторождения Бурбайтал.

Для оценки качества атмосферного воздуха произведен отбор проб ингредиентов:

- ❖ азота диоксид;
- ❖ азота оксид;
- ❖ углерода оксид;
- ❖ серы диоксид;
- ❖ углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>;
- ❖ углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>;
- ❖ углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>;
- ❖ сероводород.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения Бурбайтал АО «Аскер Мунай» представлены в таблице 1.2.1.1.



**Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождения Бурбайтал в 3 квартале 2023 года**

Наименование точек отбора проб	Наименования веществ							
	CO	NO	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>
Граница СЗЗ (наветренная)	1,40	0,075	0,078	0,51	н/о	17	15	0,2
Граница СЗЗ (подветренная)	1,32	0,069	0,072	0,42	н/о	17	12	0,197
Территория предприятия	1,30	0,07	0,076	0,45	н/о	19	15	0,195
<b>ПДК м.р., ОБУВмг/м<sup>3</sup></b>	<b>5,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>0,008</b>	<b>50</b>	<b>30</b>	<b>1,0</b>

Таким образом, по результатам проведенного в 3 квартале 2023 года мониторинга воздействия загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на территории месторождения Бурбайтал, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

### **1.2.2 Современное состояние водных ресурсов**

Месторождение Бурбайтал АО «Аскер Мунай» не подключено к поселковым водопроводным сетям. На территории месторождения постоянные водотоки и водоемы отсутствуют.

Вода привозная и используется для хозяйственно-бытовых нужд, производственных, административных процессов. Также в период проектируемых работ на месторождение будет доставляться бутилированная вода питьевого качества для питьевых нужд персонала на договорной основе.

В период работ сброс сточных вод в природные водоёмы и водотоки, а также на рельеф местности не предусматривается. Все сточные воды будут вывозиться сторонней организацией на договорной основе. На территории месторождения в настоящее время не осуществляется эксплуатация подземных вод.

Таким образом, согласно Программы производственного экологического контроля на месторождении не предусмотрен мониторинг поверхностных, подземных и сточных вод.

#### **Современное состояние поверхностных вод региона**

Сведения о качестве поверхностных вод на территории Атырауской области получены согласно материалам Информационного бюллетеня РГП «Казгидромет» за 1 полугодие 2023 года.

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 20 створах на 5 водных объектах (реки Жайык, Кигаши, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 3 водных объектах (рек Жайык, Кигаши и в протоке Шаронова) на 5 створах.



Было проанализировано 15 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является магний и взвешенные вещества.

Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ) За 1 квартал 2023 года на территории Атырауской области ВЗ и ЭВЗ не обнаружены.

По данным биотестирования тест-параметр по реке Жайык был предоставлен в последовательном расположении точек наблюдения: поселок Дамба - 0%, г. Атырау 0,5 км ниже сброса КГП «Атырау су арнасы» - 0%, п. Индер «в створе водопоста» - 0%. Полученные данные показывает отсутствие токсического влияния исследуемой воды на тест-объект.

В процессе определения в протоке Шаронова острой токсичности воды на тест-объект процент погибших дафний по отношению к контролю (тест-параметр) в протоке - 0%. Токсического влияния на тест-объект не обнаружено.

Данные полученные в ходе биотестирования по реке Кигаши показали отсутствие токсического влияния на тест-объект. Число выживших дафний в исследуемой воде составило 100%. Тест - параметр составил - 0%.

**Река Жайык.** В 1 квартале 2023 года в реке Жайык температура воды отмечена в пределах 1,1-2,8°C, водородный показатель 7,24-7,7, концентрация растворенного в воде кислорода – 7,5-9,4 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 2,0-2,8 мг/дм<sup>3</sup>, прозрачность – 15,6-24,8 см.

**Проток Перетаска.** В 1 квартале 2023 года в протоке температура воды отмечена в пределах 1,4-17,2°C, водородный показатель 7,4-7,64, концентрация растворенного в воде кислорода – 7,7-9,1 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 2,0-2,5 мг/дм<sup>3</sup>, прозрачность – 21,5-24,6 см.

**Проток Яик.** В 1 квартале 2023 года в протоке температура воды отмечена в пределах 1,1-2,1°C, водородный показатель 7,4-7,62, концентрация растворенного в воде кислорода – 8,1-9,3 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 2,2-2,8 мг/дм<sup>3</sup>, прозрачность – 20,6-24,8 см.

**Проток Шаронова.** В 1 квартале 2023 года в протоке температура воды отмечена в пределах 1,5-2,0°C, водородный показатель 7,2-7,56, концентрация растворенного в воде кислорода – 8,1-8,2 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 2,1-2,3 мг/дм<sup>3</sup>, прозрачность – 20,5-23,2 см.

**Река Кигаши.** В 1 квартале 2023 года в реке Кигаши температура воды отмечена в пределах 1,7-2,2°C, водородный показатель 7,4-7,7, концентрация растворенного в воде кислорода – 8,1-8,4 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 2,0-2,1 мг/дм<sup>3</sup>, прозрачность – 18,9 - 22,7 см, цветность – 19,9-20,5 градусов.





Качество поверхностной воды реки Кигаш со 2 класса перешло с выше 5 класс – ухудшилось. Качество поверхностных вод р.Жайык, протоков Перетаска, Яик и Шаронова существенно не изменилось.

### 1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Бурбайтал были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 3 квартале 2023 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л».

Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения, выполненных в 3 квартале 2023 года на месторождении Бурбайтал представлены в таблице 1.2.3.1.

**Таблица 1.2.3.1 - Результаты измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения, выполненных в 3 квартале 2023 года на месторождении Бурбайтал.**

Наименование источников воздействия	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Производственная площадка	0,6	0,1

В результате обследования было установлено, что мощность дозы гамма-излучения составляет от 0,1 мкЗв/час, что не превышает допустимые значения.

В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.



#### 1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

С целью получения информации о состоянии почвенного покрова и оценки влияния на него осуществляется мониторинг за состоянием почвенного покрова на территории месторождения Бурбайтал.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на месторождении Бурбайтал надсолевое были использованы данные инструментальных исследований почвенного покрова, проведенных в III квартале 2023 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л».

Отбор проб и изучение состояния почв проводились согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб представлены в таблицах 1.2.4.1

**Таблица 1.2.4.1 – Результаты исследования проб почв на месторождении Бурбайтал в III квартале 2023 года**

Наименование показателей	Концентрация ЗВ, мг/кг
Нефтепродукты	0,20

Таким образом, анализ проведенных исследований проб почвенного покрова на месторождении Бурбайтал позволяет сделать вывод, что в целом содержание нефтепродуктов, не превышает нормативных значений и находится в пределах допустимой нормы.

### **1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Намечаемая производственная деятельность предусматривается на существующем месторождении с уже сформировавшимися факторами воздействия на окружающую среду. Факторы воздействия, по результатам проведенных оценок воздействия, значатся в допустимых пределах. В связи с чем отказ от намечаемой деятельности не вызовет существенных изменений в улучшении качества окружающей среды. Принятые проектные решения и их реализация позволят осуществлять необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемых к компонентам окружающей среды.

#### **1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях**

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

#### **1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него**

Детализированная информация об изменениях состояния окружающей среды подробно представлена в разделах 8,9 Отчета о возможных воздействиях.

#### **1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Отвод земель под расширение не предусматривается, расширение будет производиться на имеющемся земельном участке.

## **1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки**

В соответствии с «Едиными правилами...» объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения.

На многопластовых месторождениях на основании данных комплексного геолого-промыслового изучения месторождения, фактического состояния его разработки, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин с учетом опыта разработки месторождений со сходными, условиями и необходимости достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения по всем продуктивным пластам и высоких экономических показателей разработки месторождения в целом следует правильно ориентироваться на выделении объектов.

Необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

- Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
- Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше- и нижележащих отложений пачкой непроницаемых пород;
- Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной, в один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
- В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами и характеризоваться близкими значениями пластового давления и продуктивности.

Месторождение Бурбайтал является многопластовым, по содержанию извлекаемых запасов нефти и газа относится к мелким, а по геологическому строению – к сложным.

Всего по месторождению Бурбайтал в надсолевых отложениях выделено 11 продуктивных горизонтов (пластов):

*Надсолевые:*



- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай);
- в альбских отложениях А-I, А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе);
- в отложениях неокома K<sub>1n</sub> (на восточном крыле купола Жамбай);
- в триасовых отложениях – Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (на северном крыле).

Горизонты N, K<sub>1n</sub>, Т-III, Т-V, Т-VI – газовые, остальные нефтяные.

Запасы нефти месторождения Бурбайтал надсолевое утверждены по категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> и составляют геологические/извлекаемые по категории C<sub>1</sub>: 2623 тыс.т/684 тыс.т, по категории C<sub>2</sub>: 2601 тыс.т/510 тыс.т; растворенного газа: геологические/извлекаемые по категории C<sub>1</sub> – 46 млн.м<sup>3</sup>/13 млн.м<sup>3</sup>, по категории C<sub>2</sub>: 47/8 млн.м<sup>3</sup>; свободного газа – геологические/извлекаемые по категории C<sub>1</sub> – 1170 млн.м<sup>3</sup>/843 млн.м<sup>3</sup>, по категории C<sub>2</sub>: 735/530 млн.м<sup>3</sup>.

Соотношение начальных геологических запасов нефти категорий C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub> (50,2/49,8 %) к общим запасам месторождения показывает необходимость доразведки для полной изученности месторождения.

На дату отчета пробуренный (с разведочного периода Бурбайтал надсолевой) фонд составляет 20 ед., без учета газовой скважины 101 подсолевого участка недр Бурбайтал.

Для выделения нефтяных и газовых надсолевых объектов разработки в настоящем проекте были использованы материалы из подсчета запасов, проведен анализ всех параметров и определяющих критериев, которые рассматривают характер насыщения продуктивных залежей; размер, форму и конфигурацию залежей, степень их совпадения в плане по крыльям, характер их распределения по площади и последовательность залегания залежей во вскрытом разрезе; продуктивные и фильтрационные свойства пластов, физико-химические свойства насыщающих флюидов, характеристики каждой залежи при опробовании и пробной эксплуатации, а также возможность обеспечения соответствующих дебитов на скважинах при выделении объектов.

С учетом изученности и анализа вышеперечисленных параметров и величины геологических и извлекаемых запасов углеводородов для проведения промышленной разработки месторождения Бурбайтал надсолевой в проекте разработки выделяются 4 нефтяных и 2 газовых основных объектов разработки и 1 возвратный:

- I объект – залежь нефти в горизонте А-I юго-западного крыла;
- II объект – залежи нефти в горизонтах А-I и А-II северо-восточного крыла;
- III объект – залежь нефти в горизонте Т-I северного крыла;





IV объект – залежи нефти в горизонтах Т-VII и Т-VIII северного крыла;

V объект – залежь газа в горизонте А-I грабена;

VI объект – залежи газа в горизонтах Т-V и Т-VI северного крыла.

VII – возвратный объект (т.к. самостоятельные скважины не бурятся) – залежь газа в горизонте Т-III северного крыла.

Исходные геолого-физические данные объектов приведены в таблицах 1.5.1.1-1.5.1.2.

Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Бурбайтал Надсолевое. Исходные геолого-физические характеристики продуктивных объектов разработки

Параметры	Объекты					
	I	II		III	IV	
	A-I (ЮЗ крыло)	A-I (СВ крыло)	A-II (СВ крыло)	T-I (Сев. крыло)	T-VII (Сев. крыло)	T-VIII (Сев. крыло)
Средняя глубина залегания, м	606	667	721	1408	1712,4	1774,2
ВНК, УВНКм	-639,2	-726,4	-757,3	-1432,6	-1733,2	-1798,2
Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая тектонически экранированная	пластовая сводовая тектонически экранированная	пластовая сводовая, тектонически экранированная	
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
Площадь нефтеносности C <sub>1</sub> /(C <sub>2</sub> ), тыс.м <sup>2</sup>	1029/949	619/1085	638/722	103/-	349/290	349/290
Средняя общая толщина коллектора, м	27,9	26,6	25,26	9,9	3,5	10
Средневзвешенная нефтенас, толщина, C <sub>1</sub> , м	4,5	7,9	6,9	5,6	2,05	7,5
Пористость, доли ед.	0,32	0,3	0,28	0,23	0,17	0,18
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,71	0,66	0,57	0,47	0,44	0,58
Проницаемость по керну/ГДИС, мкм <sup>2</sup>	(277/19,0)×10 <sup>-3</sup>	(277/19,0)×10 <sup>-3</sup>	(84,4/-)×10 <sup>-3</sup>	(26,7/41,8)×10 <sup>-3</sup>		нет данных, керн не отбирался
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,254	0,309	0,111	0,757	0,771	1
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,571	5	2,66	4	2	1
Пластовая температура, °С	34,5	37	41,7	58,6		-
Пластовое давление, МПа	5,75	6,8		14,65		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	25,64	25,64*	25,64*	2,47	2,47**	2,47**
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при 20 градусов °С	93,35	96,65	96,65	5,48	5,85**	5,85
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,862	0,862*	0,862*	0,752	0,752**	0,752**
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,883	0,886	0,886	0,811	0,806	0,806
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,034	1,034*	1,034*	1,13	1,13**	1,13**
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,25	2,25*	2,25*	6,73	6,73**	6,73**
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	13,15	13,15	13,15	49,04	49,04	49,04
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,04	1,04	1,04	1,16	1,16	1,16
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут·МПа	4,69					7,8
Начальные геологические запасы нефти, (утв. ГКЗ РК), тыс.т						
по категориям: C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	877/413	827/1047	578/327	38/-	49/41	254/213
Начальные извлекаемые запасы нефти, (утв. ГКЗ РК), тыс.т,						
по категориям: C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	129/45	234/222	181/77	16/0	20/7	104/66
КИН C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> , доли ед.	0,147/0,11	0,283/0,212	0,313/0,235	0,417/0	0,413/0,164	0,409/0,310
Начальные геологические запасы растворенного газа, (утв. ГКЗ РК), тыс.т						
по категориям: C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	11/6	11/3	8/5	2/0	2/2	12/10
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, (утв. ГКЗ РК), тыс.т,						
по категориям: C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	2/0	14/3	2/1	0/0	1/0	5/3
Примечание: * - данные взяты по аналогии с А-I ЮЗ; ** - по аналогии с Т-I Сев. крыло						

**Таблица 1.5.1.2 – Месторождение Бурбайтал Надсолевое. Исходные геолого-физические характеристики газовых объектов разработки**

Параметры	Объекты		
	V	VI	VII (Возвратный)
	A-I (грабен)	T-V и T-VI (северного крыла)	T-III (Сев. крыло)
Средняя глубина залегания, м	592,8	1507	1501,8
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная	пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная	пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый
Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup> (категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> )	778/179	2582/968	159/-
Средняя общая толщина, м	20,15	38,5	23,6
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	5,4	22,23	3,1
Пористость по ГИС, д.ед.	0,27	0,23	0,25
Газонасыщенность, д.ед.	0,86	0,69	0,38
Проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	39,9×10 <sup>-3</sup>	26,7×10 <sup>-3</sup>	24,5×10 <sup>-3</sup>
Проницаемость по ГДИ, мкм <sup>2</sup>	45×10 <sup>-3</sup> ***	0,0123	33,5×10 <sup>-3</sup>
Коэффициент расчлененности	4	6,33	3
Коэффициент песчанистости	0,276	0,398	0,199
Пластовая температура, °С	33,6 (принятая в ПЗ)	64	64
Начальное пластовое давление, МПа	5,72	16,7	16,7
Коэффициенты фильтрационного сопротивления А и В			
Плотность газа, г/см <sup>3</sup>	0,706*	0,735	0,735**
Коэффициент сжимаемости	0,998*	0,998	0,998**
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	-	-	-
Начальные геологические запасы пластового газа, млн.м <sup>3</sup> (категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> )	49/11	1116/102	5/-
Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн.м <sup>3</sup> (категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> )	35/8	804/74	4/-
КИГ, д.ед., C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	0,72	0,72	0,72
Примечание: * - данные взяты по аналогии с А-II ЮЗ; ** - по аналогии с Т-VI Сев. крыло; *** - по моделированию притока			

## 1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

### 1.5.2.1 Обоснование расчетных вариантов нефтяных залежей и их исходные характеристики

Для выбора и обоснования рационального, экономически эффективного варианта с достижением утвержденного коэффициента извлечения нефти и газа были рассмотрены различные варианты разработки месторождения Бурбайтал.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялось, исходя из положений «Единых правил ...», «Методических рекомендаций составления проектов...», результатов пробной эксплуатации месторождения, а также геолого-физических условий и на основе материалов Подсчета запасов, 2022 г.

На дату отчета месторождение завершило эксплуатацию согласно «Проекту пробной эксплуатации». В проекте пробной эксплуатации разработка месторождения принята на естественном режиме, за исключением залежи горизонта А-I юго-восточного крыла, где предусматривалась закачка попутно-добываемой воды с использованием скважин Т-3 и Т-4.

Планируется, что полномасштабная разработка в надсолевом комплексе начнется в четвертом квартале 2023 года, после защиты проекта промышленной разработки, продолжится 25 лет и закончится в конце третьего квартала 2048 года.

Расчеты технологических показателей для выделенных нефтяных I, II и IV объектов выполнены по 3 вариантам разработки, для III объекта, имеющего 2% от общих извлекаемых запасов нефти месторождения в целом предусмотрен 1 вариант разработки.

Для выделенных газовых объектов надсолевого комплекса расчет технологических показателей рассчитан по 3 вариантам для VI объекта и по одному варианту (ввиду незначительных запасов по газу) для V и VII объектам.

Предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также использованием скважин существующего фонда на дату отчета (01.01.2023 г.). По всем вариантам разработки, эксплуатация I объекта предусмотрена с ППД путем законтурной и приконтурной закачки воды, эксплуатация остальных объектов предусмотрена на режиме естественного истощения.

Для всех вариантов разработки нефтяных объектов переменным является отбор нефти из залежей. В свою очередь отборы регулируются количеством скважин. Извлекаемые запасы, достигаемые при давлении пласта на уровне давления насыщения являются максимальным значением отборов. Для достижения этого объема отборов, просчитаны технологические показатели разработки для системы разработки с разным количеством скважин, и с распределением добычи на весь период разработки месторождения.

**Первый вариант** нефтяных объектов предусматривает разработку I нефтяного объекта (горизонт А-I ЮЗ) с поддержанием пластового давления с законтурной закачкой воды путём перевода для нагнетания из бездействующего фонда 1 скважины законтурной (Т-4), остальные объекты разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом скважин – 8 ед. (Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408, 409) и бурением одной проектной добывающей скважины на III объект (горизонт Т-I, Сев. крыло). По III объекту рассчитан 1 вариант, который участвует во всех вариантах при суммировании технологических показателей по месторождению в целом.

**Второй вариант (рекомендуемый).** Выполнен на основе первого и предусматривает уплотнение сетки скважин нефтяных объектов относительно 1 варианта дополнительным бурением 20 добывающих, из них: на I объект – 10 добывающих; на II объект – 8 добывающих; на IV объект – 2 добывающие.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2029-2031 годах запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин на I объекте. Кроме того, по данному варианту в 2025 г. предусмотрен перевод 2 скважин (402, 403) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасовых горизонтов (объекты III и IV).

**Третий вариант** аналогичен второму варианту нефтяных объектов по организации ППД на I объекте, но с уплотнением сетки путем бурения 2-х добывающих скважин по I объекту, 4-х добывающих скважин по II объекту и 2-х добывающих скважин по IV объекту относительно второго варианта (см. таблицы 1.5.2.1.1-1.5.2.1.2).

Во всех вариантах предусмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на оптимизацию добычи и работ по изоляции обводненных интервалов, дополнительных прострелов (реперфорации). Рекомендовано бурение 3 оценочных скважин (404, 410 и 412).

Стоит отметить, что проектная скважина 404, которая закладывается как эксплуатационная на верхний продуктивный газовый горизонт Т-VI решает разные задачи: 1) добывающая на газ, 2) оценку запасов  $C_2$  нефтяных горизонтов Т-VII, Т-VIII и Т-IX, т.е. после проведения комплексных мер по опробованию и испытанию горизонтов (запасов  $C_2$ ), будет переведена на добычу газа. Ниже в таблицах приведены графики ввода существующих и проектных скважин, а также основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам.

Таблица 1.5.2.1.1 - График ввода новых добывающих и нагнетательных скважин по годам

Годы	I вариант					II вариант					III вариант				
	объекты (горизонты) разработки, месторождение														
	I (А-I ЮЗ)	II (А-I СВ+ А-II СВ)	III* (Т-I Сев. крыло)	IV (Т-VII+ Т-VIII Сев. крыло)	всего	I (А-I ЮЗ)	II (А-I СВ+ А- II СВ)	III* (Т-I Сев. крыло)	IV (Т-VII+ Т-VIII Сев. крыло)	всего	I (А-I ЮЗ)	II (А-I СВ+ А- II СВ)	III* (Т-I Сев. крыло)	IV (Т-VII+ Т-VIII Сев. крыло)	всего
2024	-	-	-	-	-	-	4/-	-	1/-	5/-	-	4/-	-	2/-	6/-
2025	-	-	1/-	-	1/-	2/-	4/-	1/-	1/-	8/-	2/-	4/-	1/-	2/-	9/-
2026	-	-	-	-	-	6/-	-	-	-	6/-	6/-	2/-	-	-	8/-
2027	-	-	-	-	-	2/-	-	-	-	2/-	2/-	2/-	-	-	4/-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2/-	-	-	-	2/-
Итого	-	-	1/-	-	1/-	10/-	8/-	1/-	2/-	21/-	12/-	12/-	1/-	4/-	29/-
Примечание: доб/наг															
* для III объекта (горизонт Т-I Сев. крыло) рассчитан 1 вариант разработки\															

Таблица 1.5.2.1.2 - График ввода новых добывающих газовых скважин по годам

Таблица 1.5.2.1.2 – График ввода новых добывающих газовых скважин по годам									
Годы	1 вариант			2 вариант			3 вариант		
	объекты (горизонты) разработки			объекты (горизонты) разработки			объекты (горизонты) разработки		
	A-I (грабен)	T-V и T-VI (северного крыла)	T-III (Сев. крыло)*	A-I (грабен)	T-V и T-VI (северного крыла)	T-III (Сев. крыло)*	A-I (грабен)	T-V и T-VI (северного крыла)	T-III (Сев. крыло)*
2025	1	1	-	1	1	-	1	1	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	1	-	-	1	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	1	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Итого	1	1	-	1	2	-	1	4	-
Примечание: с 2026 Т-III разрабатывается 1 скважиной 402, переводом из Т-I горизонта									





**Таблица 1.5.2.1.3 - График планируемых ГТМ**

Год	Планируемые ГТМ		
	I вариант	II вариант	III вариант
<i>I объект</i>			
2023	ввод из бездействия добывающих скважин 409, Т-7 и Т-9. ввод из бездействия под нагнетание скважины Т-4.	ввод из бездействия добывающих скважин 409, Т-7 и Т-9. ввод из бездействия под нагнетание скважины Т-4.	ввод из бездействия добывающих скважин 409, Т-7 и Т-9. ввод из бездействия под нагнетание скважины Т-4.
2024	ввод из бездействия добывающей скважины Т-2	ввод из бездействия добывающей скважины Т-2	ввод из бездействия добывающей скважины Т-2
2025	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 421, 423	ввод из бурения 2 добывающих скважин 421, 435
2026	-	ввод из бурения 6 добывающих скважин 414, 416, 417, 418*, 419, 422*	ввод из бурения 6 добывающих скважин 414, 416, 417, 418*, 419, 422*
2027	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин, 415, 420	ввод из бурения 2 добывающих скважин, 415, 420
2028	-	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 434, 423
<i>II объект</i>			
2023	ввод из бездействия добывающей скважины Т-1	ввод из бездействия добывающей скважины Т-1	ввод из бездействия добывающей скважины Т-1
2024	ввод из бездействия добывающей скважины 408	ввод из бездействия добывающей скважины 408 ввод из бурения 4 добывающих скважин 424, 425, 430, 431	ввод из бездействия добывающей скважины 408 ввод из бурения 4 добывающих скважин 424, 425, 431, 438
2025	-	ввод из бурения 4 добывающих скважин 426, 427, 428, 429	ввод из бурения 4 добывающих скважин 426, 427, 428, 429
2026	-	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 436, 437
2027	-	-	ввод из бурения 2 добывающих скважин 430, 439
<i>III объект</i>			
2023	-	-	-
2024	вывод из бездействующего фонда скважины 402	вывод из бездействующего фонда скважины 402	вывод из бездействующего фонда скважины 402
2025	ввод из бурения добывающей скважины 432	ввод из бурения добывающей скважины 432	ввод из бурения добывающей скважины 432
	перевод скважины 402 под добычу газа на VII газовый объект	перевод скважины 402 под добычу газа на VII газовый объект	перевод скважины 402 под добычу газа на VII газовый объект
<i>IV объект</i>			
2023	вывод из бездействующего фонда скважины 403	вывод из бездействующего фонда скважины 403	вывод из бездействующего фонда скважины 403
2024	-	ввод из бурения добывающей скважины 407	ввод из бурения 2 добывающих скважин 407, 433
2025	-	ввод из бурения добывающей скважины 433	ввод из бурения 2 добывающих скважин 441, 442
	-	перевод скважины 403 под добычу газа на VII газовый объект	перевод скважины 403 под добычу газа на VII газовый объект

Примечание: \* скважины 417, 421 нагнетательные в отработке на нефть



**Таблица 1.5.2.1.4 - Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по нефтяным эксплуатационным объектам**

Характеристики	Варианты											
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
	нефтяные залежи											
	I объект			II объект			III объект			IV объект		
Режим разработки	ППД (закачка воды)			Естественный режим истощения			Естественный режим истощения			Естественный режим истощения		
Закачиваемый агент	попутно-добываемая вода			-			-			-		
Система размещения скважин	неравномерная			неравномерная			неравномерная			неравномерная		
Расстояние между скважинами, м	150-200	150-200	150-200	200-400	150-200	150-200	250-300	250-300	250-300	250-300	250-300	250-300
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	4/1	12/3	14/3	-			-			-		
Тип скважин	вертикальные			вертикальные			вертикальные			вертикальные		
Режим работы скважин:												
добывающих	$R_{зab} \geq R_{нас}$			$R_{зab} \geq R_{нас}$			$R_{зab} \geq R_{нас}$			$R_{зab} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	$R_{зак} < R_{grp}$											
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.												
добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	0,95	0,95	0,95	-			-			-		
Коэффициент использования скважин, д.ед.												
добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	0,95	0,95	0,95	-			-			-		

В основу расчетов начального дебита новых проектных скважин положены фактические данные, полученные в процессе опробования и эксплуатации залежей.

Входные дебиты новых скважин по нефти составляют: I объект – 5 т/сут; II и III объекты – 10 т/сут; IV объект – 20 т/сут.

*Весь добытый газ планируется использовать в соответствии с «Программой развития...», которая разрабатывается недропользователем параллельно с Проектом разработки месторождения в соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и будет согласована после утверждения Проекта Разработки месторождения.*

### **1.5.2.2 Обоснование расчетных вариантов разработки газовых залежей и их исходные характеристики**

Для эксплуатации газа месторождения Бурбайтал надсолевой во второй половине 2024 года планируется заказ модульной установки по подготовке газа (УКПГ) мощностью 200 тыс.м<sup>3</sup> в сутки. УКПГ будет монтировано на месторождении Бурбайтал до перехода на эксплуатацию триасовых газовых резервуаров. Газовый завод будет отделять пропано-бутановые фракции и иметь входной и выходной компрессор. Завод будет использовать около 10 % сырого газа для своей работы. УКПГ должна быть построена и запущена в эксплуатацию к середине 2025 года.

Как было приведено выше, для проведения промышленной разработки месторождения наряду с нефтяными объектами (раздел 1.5.2.1) выделены 2 основные и 1 возвратный газовые объекты:

V объект – залежь газа в горизонте А-I грабена.

VI объект – залежи газа в горизонтах Т-V и Т-VI северного крыла.

Возвратный объект (VII) – залежь газа в горизонте Т-III северного крыла.

Для дренирования запасов газа категории С<sub>1</sub> выделенных V и Возвратного газовых объектов в настоящем отчете рассматривается 1 вариант разработки на режиме истощения.

Для разработки запасов газа категории С<sub>1</sub> выделенного VI газового объекта разработки (газовые горизонты Т-V+Т-VI, Сев. крыло) рассматривается 3 варианта разработки на режиме истощения, отличающиеся между собой количеством добывающих скважин.

Для разработки V-го объекта рассмотрено бурение 1 эксплуатационной скважины 411.

Дренирование запасов газа возвратного объекта горизонта Т-III северного крыла будет использована скважина 402 с 2026 г., которая будет переведена на объект после выработки запасов нефти из Т-I.

В основу расчетов начального дебита газа новых проектных скважин положены фактические данные, полученные в процессе опробования.

#### ***Общие положения для вариантов разработки триасовых залежей***

1. Разработка осуществляется на режиме истощения.
2. Размещение скважин на расстоянии друг от друга ~ 900-1200 м.
3. Технологический режим эксплуатации скважин – режим постоянной добычи или режим постоянной депрессии ( $\Delta P = \text{Const}$ ) с учетом снижения пластового давления в процессе разработки.

4. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,98.

Ниже приведены характеристики вариантов разработки газовых объектов:

#### **1 вариант**

**Первый вариант газовых объектов** предусматривает разработку V объекта 1 скважиной, которая будет введена после бурения в 2025 г. VI объект будет эксплуатироваться существующими скважинами 401, 403 и бурением 1-й новой добывающей скважины 404, которая вводится в 2025 г. на VI объект (Т-V и Т-VI (северного крыла), при этом 404 скважина решает попутно задачи доразведки триасовых залежей северного крыла (Т-VII, Т-VIII и Т-IX).

##### **V объект (газовая залежь горизонта А-I юго-западного крыла)**

Вариант разработки предусматривает ввод из бурения 1 (413) эксплуатационной скважины в 2025 г. для дренирования 35 млн.м<sup>3</sup> газа категории С<sub>1</sub> на ЮЗ крыле. Этот газ будет дренироваться до 2039 года в одной скважине, с начальным дебитом 20 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Добытый газ добавляется к общему потоку газа (триасовый газ, подсолевой газ и попутный нефтяной газ).

##### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г. и бурением 1-й новой добывающей скважины 404, которая вводится в 2025 г.

##### **VII Возвратный объект (газовая залежь горизонта Т-III).**

Вариант разработки предусматривает перевод одной скважины (402) из нефтяного фонда на газовый горизонт в 2026 г. Извлекаемые запасы в количестве 4 млн.м<sup>3</sup> вырабатываются за год.

#### **2 вариант (рекомендуемый)**

##### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г., а также бурение и ввод в разработку 2-х новых скважин (1 (404) – в 2025 г. и 1 (406) – в 2027 г.).

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин составит 4 единицы.

#### **3 вариант**

##### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных



добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г., а также бурение и ввод в разработку 4-х новых скважин (1 (404) – в 2025 г., 1 (406) – в 2027 г., 1 (407) – в 2028 г., 1 (430) – в 2029 г.).

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин по варианту 3 составит 6 единиц.

В таблицах 1.5.2.2.1-1.5.2.2.3 приведены график ввода новых проектных скважин и основные исходные технологические характеристики расчетного варианта разработки по газовым объектам.

**Таблица 1.5.2.2.1 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надсоль)**

Таблица 1. График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надежда)				
Годы	1 вариант			
	объекты (горизонты) разработки			Всего ввод
	V (А-I (грабен))	VI (Т-V и Т-VI, (северного крыла))*	Возвратный (Т-III, Сев. крыло)*	
2025	1	1	-	2
2026	-	-	-	-
2027	-	-	-	-
Итого	1	1	-	2
Примечание : * - без бурения, эксплуатируются существующими скважинами 402 (Возвратный), 403, 401 (VI )				

**Таблица 1.5.2.2.2 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надсоль)**

Годы	2 вариант			
	объекты (горизонты) разработки			Всего ввод
	V (А-I (грабен))	VI (Т-V и Т-VI, (северного крыла))	Возвратный (Т-III, Сев. крыло)	
2025	1	1	-	2
2026	-		-	-
2027	-	1	-	1
Итого	1	2	-	3

**Таблица 1.5.2.2.3 – График ввода новых проектных скважин на газовые объекты (надсоль)**

3 вариант				
Годы	объекты (горизонты) разработки			Всего ввод
	V (А-I (грабен))	VI (Т-V и Т-VI, (северного крыла))	Возвратный (Т-III, Сев. крыло)	
2025	1	1	-	2
2026	-	-	-	-
2027	-	1	-	1
2028	-	1	-	1
2029	-	1	-	1
Итого	1	4	-	5

Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по газовым объектам разработки приведены в таблице 1.5.2.2.4 - 1.5.2.2.5.

**Таблица 1.5.2.2.4 - Основные исходные технологические характеристики расчетного варианта разработки**

Характеристики	Объект	
	V	Возвратный
Площадь газоносности кат. C <sub>1</sub> , тыс.м <sup>2</sup>	778	159
Режим разработки	На истощение пластовой энергии	
Фонд добывающих скважин	1	1
Фонд проектных скважин	1	-
Расстояние между скважинами, м	900-1200	
Плотность сетки, га/скв	77,8	15,9
Режим работы добывающих скважин	$\Delta P = \text{Const}$	
Коэфф. испол. фонда добывающих скв, д.ед.	0,98	
Коэфф. экспл. добывающих скважин, д.ед.	0,98	
Коэфф. испол. фонда новых скважин, д.ед.	0,5	
Коэфф. экспл. новых скважин, д.ед.	0,5	

**Таблица 1.5.2.2.5 - Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки**

Характеристики	1 вариант	2 вариант	3 вариант
	VI объект		
	газовые горизонты Т-V+Т-VI (Сев.крыло)		
Площадь газоносности кат. C <sub>1</sub> , тыс.м <sup>2</sup>	1917		
Режим разработки	На истощение пластовой энергии		
Фонд добывающих скважин	3	4	6
Фонд проектных скважин	1	2	4
Расстояние между скважинами, м	900-1200		
Плотность сетки, га/скв	95,9	47,9	32,0
Режим работы добывающих скважин	$\Delta P = \text{Const}$		
Коэфф. испол. фонда добывающих скв, д.ед.	0,98		
Коэфф. экспл. добывающих скважин, д.ед.	0,98		
Коэфф. испол. фонда новых скважин, д.ед.	0,5		
Коэфф. экспл. новых скважин, д.ед.	0,5		

### 1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки нефтяных залежей месторождения приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки газовых залежей месторождения приведены в таблицах 1.5.3.7 – 1.5.3.9.



Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извле- каемых запасов, %	Коэф. нефте- отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отборов		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	всего	годовая	накопленная	годовая	накопленная		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2023	0,3	0,1	0,1	28,2	4,1	1,1	0,5	37,7	0,1	12,4	10	27,8	25,6	0,01	3,53
2024	11,4	1,7	1,7	39,6	5,8	1,5	15,4	53,1	4,1	16,5	11	23,9	26,4	0,30	3,83
2025	12,1	1,8	1,9	51,7	7,6	2,0	18,3	71,5	6,2	22,7	14	24,2	33,8	0,32	4,15
2026	11,6	1,7	1,8	63,3	9,3	2,4	19,2	90,7	7,6	30,3	16	26,0	39,5	0,31	4,45
2027	11,1	1,6	1,8	74,4	10,9	2,8	20,0	110,7	8,9	39,2	19	28,2	44,6	0,29	4,74
2028	10,5	1,5	1,7	84,9	12,4	3,2	20,6	131,3	10,1	49,3	21	30,6	49,0	0,27	5,02
2029	9,8	1,4	1,6	94,7	13,8	3,6	20,7	152,0	10,9	60,2	22	32,9	52,6	0,26	5,28
2030	9,2	1,3	1,6	103,9	15,2	4,0	20,8	172,7	11,6	71,8	24	35,2	55,7	0,24	5,52
2031	8,7	1,3	1,5	112,6	16,5	4,3	20,8	193,5	12,1	83,9	25	37,3	58,2	0,23	5,75
2032	8,1	1,2	1,4	120,7	17,7	4,6	20,7	214,3	12,6	96,5	27	39,3	60,8	0,22	5,97
2033	7,7	1,1	1,4	128,4	18,8	4,9	20,8	235,1	13,1	109,6	28	41,2	63,0	0,21	6,18
2034	7,4	1,1	1,3	135,8	19,9	5,2	21,1	256,2	13,7	123,3	29	43,0	65,1	0,20	6,38
2035	7,1	1,0	1,3	142,9	20,9	5,4	21,2	277,3	14,1	137,4	30	44,7	66,7	0,19	6,57
2036	6,8	1,0	1,3	149,6	21,9	5,7	21,3	298,7	14,6	152,0	30	46,4	68,3	0,18	6,75
2037	6,5	0,9	1,2	156,1	22,8	6,0	21,5	320,2	15,0	167,0	31	47,9	69,8	0,17	6,92
2038	6,2	0,9	1,2	162,4	23,7	6,2	21,7	341,9	15,5	182,5	32	49,4	71,2	0,17	7,09
2039	6,0	0,9	1,2	168,4	24,6	6,4	21,9	363,8	15,8	198,3	33	50,8	72,4	0,16	7,25
2040	5,8	0,8	1,1	174,2	25,5	6,6	22,0	385,8	16,2	214,6	33	52,2	73,7	0,15	7,40
2041	5,6	0,8	1,1	179,8	26,3	6,9	22,3	408,0	16,7	231,2	34	53,5	74,9	0,15	7,55
2042	5,4	0,8	1,1	185,2	27,1	7,1	22,4	430,5	17,0	248,3	35	54,7	76,0	0,14	7,69
2043	5,2	0,8	1,0	190,4	27,8	7,3	22,7	453,1	17,5	265,7	35	56,0	77,1	0,14	7,82
2044	5,0	0,7	1,0	195,4	28,6	7,4	22,8	476,0	17,8	283,5	36	57,2	78,1	0,13	7,95
2045	4,8	0,7	1,0	200,2	29,3	7,6	23,0	498,9	18,1	301,7	36	58,3	79,0	0,13	8,08
2046	4,7	0,7	1,0	204,8	29,9	7,8	23,1	522,0	18,5	320,2	37	59,4	79,9	0,12	8,20
2047	4,5	0,7	0,9	209,3	30,6	8,0	23,3	545,3	18,8	339,0	37	60,5	80,7	0,12	8,32
2048	4,3	0,6	0,9	213,7	31,2	8,1	23,5	568,8	19,1	358,1	38	61,6	81,5	0,11	8,43
2049	4,2	0,6	0,9	217,9	31,9	8,3	24,0	592,8	19,8	377,9	38	62,6	82,5	0,11	8,54
2050	4,1	0,6	0,9	221,9	32,4	8,5	24,1	616,9	20,0	397,9	39	63,6	83,1	0,11	8,64
2051	3,9	0,6	0,8	225,9	33,0	8,6	24,2	641,0	20,3	418,1	39	64,6	83,8	0,10	8,75
2052	3,8	0,6	0,8	229,6	33,6	8,8	24,3	665,4	20,6	438,7	40	65,5	84,5	0,10	8,85

Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период			Вывод скважин из бездействия		Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м		Перевод скважин под ППД	Перевод скважин на др.объект	Выбытие скв., ед.		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагн. скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнетательных	добыв.	нагнетательных		развед.	эксплуатац.			добыв.	нагнетательных	всего	мех.	всего	действ.	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0	0	5	1	10	5,8	0,0	0	0	0	0	5	3	1	1	4,6	6,1	7,9
2024	0	0	0	3	0	10	9,6	0,0	0	0	0	0	8	5	1	1	4,3	5,9	12,4
2025	1	1	0	0	0	11	9,6	1,8	0	1	0	0	8	4	1	1	4,9	7,4	18,8
2026	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	6	1	1	4,4	7,3	23,1
2027	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	7	1	1	4,2	7,6	27,0
2028	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	7	1	1	4,0	7,8	30,7
2029	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	7	1	1	3,7	7,9	33,0
2030	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	7	1	1	3,5	7,9	35,1
2031	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	7	1	1	3,3	7,9	36,7
2032	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	3,1	7,9	38,2
2033	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,9	7,9	39,8
2034	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,8	8,0	41,7
2035	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,7	8,0	42,9
2036	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,6	8,1	44,2
2037	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,5	8,2	45,6
2038	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,4	8,2	47,0
2039	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,3	8,3	48,1
2040	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,2	8,4	49,3
2041	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,1	8,4	50,6
2042	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,0	8,5	51,7
2043	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	2,0	8,6	53,0
2044	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,9	8,7	54,0
2045	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,8	8,7	55,1
2046	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,8	8,8	56,1
2047	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,7	8,8	57,1
2048	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,6	8,9	58,1
2049	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,6	9,1	60,1
2050	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,5	9,1	60,7
2051	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,5	9,2	61,5
2052	0	0	0	0	0	11	9,6	1,8	0	0	0	0	8	8	1	1	1,4	9,2	62,4

Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Рекомендүемый вариант 2.

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Козф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отборов	Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	всего	годовая	накопленная	годовая		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2023	0,3	0,1	0,1	28,2	4,1	1,1	0,5	37,7	0,1	12,4	11	25,6	0,009	3,53
2024	21,6	3,2	3,3	49,8	7,3	1,9	27,8	65,5	6,2	18,7	10	22,4	0,543	4,07
2025	41,8	6,1	6,6	91,6	13,4	3,5	56,5	122,0	14,7	33,4	11	26,0	0,930	5,00
2026	50,3	7,3	8,5	141,9	20,7	5,4	72,8	194,8	22,5	55,9	14	30,9	1,016	6,02
2027	53,3	7,8	9,8	195,1	28,5	7,4	92,0	286,8	38,7	94,7	20	42,1	1,029	7,05
2028	51,0	7,5	10,4	246,1	36,0	9,4	102,3	389,1	51,3	145,9	24	50,2	0,974	8,02
2029	44,7	6,5	10,2	290,8	42,5	11,1	100,2	489,3	55,4	201,4	27	55,4	0,869	8,89
2030	39,2	5,7	10,0	330,0	48,3	12,6	98,9	588,2	59,7	261,1	30	60,4	0,777	9,67
2031	35,4	5,2	10,0	365,5	53,4	13,9	97,5	685,7	62,0	323,2	32	63,6	0,710	10,38
2032	31,8	4,7	10,0	397,3	58,1	15,1	97,0	782,7	65,2	388,4	35	67,2	0,645	11,02
2033	29,0	4,2	10,1	426,3	62,3	16,3	96,4	879,1	67,4	455,7	36	69,9	0,591	11,61
2034	26,5	3,9	10,3	452,8	66,2	17,3	96,6	975,7	70,1	525,8	38	72,5	0,544	12,16
2035	24,7	3,6	10,7	477,6	69,8	18,2	97,4	1073,1	72,7	598,5	40	74,6	0,506	12,66
2036	22,9	3,4	11,1	500,5	73,2	19,1	98,0	1171,1	75,1	673,6	41	76,6	0,469	13,13
2037	21,3	3,1	11,6	521,9	76,3	19,9	98,8	1269,9	77,4	751,0	42	78,4	0,436	13,57
2038	19,9	2,9	12,3	541,8	79,2	20,7	99,4	1369,3	79,5	830,5	43	80,0	0,406	13,97
2039	18,8	2,8	13,3	560,6	82,0	21,4	100,5	1469,8	81,7	912,2	44	81,3	0,381	14,35
2040	17,4	2,5	14,1	578,0	84,5	22,0	101,7	1571,6	84,3	996,5	46	82,9	0,352	14,71
2041	16,7	2,4	15,7	594,7	86,9	22,7	103,9	1675,5	87,2	1083,7	46	83,9	0,334	15,04
2042	15,6	2,3	17,5	610,3	89,2	23,3	105,3	1780,8	89,7	1173,5	47	85,2	0,312	15,35
2043	14,6	2,1	19,8	624,9	91,4	23,8	106,8	1887,6	92,2	1265,7	48	86,3	0,291	15,64
2044	13,7	2,0	23,2	638,6	93,4	24,3	108,5	1996,1	94,8	1360,5	49	87,4	0,272	15,91
2045	12,9	1,9	28,4	651,5	95,2	24,8	110,5	2106,6	97,6	1458,1	50	88,3	0,255	16,17
2046	12,0	1,8	37,0	663,5	97,0	25,3	112,6	2219,2	100,6	1558,7	51	89,3	0,238	16,41
2047	10,9	1,6	53,2	674,4	98,6	25,7	115,3	2334,6	104,4	1663,1	52	90,6	0,217	16,62
2048	9,8	1,4	102,2	684,2	100,0	26,1	115,5	2450,1	105,7	1768,8	52	91,5	0,198	16,82
2049	8,6	1,3	-4096,8	692,8	101,3	26,4	121,8	2571,8	113,1	1882,0	53	92,9	0,147	16,97
2050	8,1	1,2	-91,6	701,0	102,5	26,7	128,6	2700,5	120,5	2002,5	54	93,7	0,138	17,11
2051	7,9	1,2	-46,7	708,9	103,6	27,0	142,0	2842,4	134,1	2136,5	55	94,4	0,133	17,24
2052	7,4	1,1	-29,9	716,3	104,7	27,3	154,7	2997,2	147,3	2283,8	55	95,2	0,125	17,37

Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основного фонда скважин. Рекомендуемый вариант 2.

Год	Ввод скважин из бурения за период			Вывод скважин из бездействия		Фонд скважин с начала разра-ботки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м		Перевод скв. под ППД	Перевод скв. на др.объект	Выбытие скв, ед.		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 водонагн. сква-жины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнетательных	добыв.	нагнетательных		развед.	эксплуатац.			добывающих	нагнетательных	всего	мех.	всего	действ.	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0	0	5	1	10	7,1	0,0	0	0	0	0	5	2	1	1	4,6	6,1	7,9
2024	5	5	0	3	0	15	9,6	5,0	0	0	0	0	13	9	1	1	6,1	7,8	18,9
2025	8	8	0	0	0	23	9,6	13,4	0	2	0	0	19	15	1	1	8,2	11,1	44,6
2026	6	6	0	0	0	29	9,6	18,2	0	0	0	0	25	21	1	1	6,8	9,9	68,4
2027	2	2	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	27	26	1	1	6,2	10,7	117,6
2028	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	27	26	1	1	5,7	11,5	155,7
2029	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	1	0	0	0	26	25	2	2	5,2	11,7	84,2
2030	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	26	25	2	2	4,6	11,5	90,7
2031	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	1	0	0	0	25	24	3	3	4,3	11,8	62,8
2032	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	3,9	11,8	66,0
2033	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	3,5	11,7	68,2
2034	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	3,2	11,7	70,9
2035	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	3,0	11,8	73,5
2036	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,8	11,9	75,9
2037	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,6	12,0	78,3
2038	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,4	12,1	80,5
2039	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,3	12,2	82,7
2040	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,1	12,4	85,3
2041	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	2,0	12,6	88,3
2042	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,9	12,8	90,8
2043	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,8	13,0	93,3
2044	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,7	13,2	95,9
2045	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,6	13,4	98,8
2046	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,5	13,7	101,8
2047	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,3	14,0	105,7
2048	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,2	14,0	107,0
2049	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	25	24	3	3	1,0	14,8	114,5
2050	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	1	0	24	23	3	3	1,0	16,3	121,9
2051	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	24	23	3	3	1,0	18,0	135,7
2052	0	0	0	0	0	31	9,6	19,8	0	0	0	0	24	23	3	3	0,9	19,6	149,0

Таблица 1.5.3.5 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 3 вариант.

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов	Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	всего	годовая	накопленная	годовая		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2023	0,3	0,1	0,1	28,2	4,1	1,1	0,5	37,7	0,1	12,4	11	25,6	0,01	3,53
2024	23,3	3,4	3,5	51,5	7,5	2,0	31,2	68,8	7,9	20,3	11	25,4	0,63	4,15
2025	43,5	6,4	6,9	95,0	13,9	3,6	60,8	129,7	17,3	37,6	13	28,4	1,01	5,17
2026	51,8	7,6	8,8	146,8	21,5	5,6	76,3	206,0	24,5	62,2	14	32,1	1,09	6,26
2027	57,5	8,4	10,7	204,3	29,9	7,8	95,1	301,0	37,5	99,7	18	39,5	1,13	7,39
2028	56,0	8,2	11,7	260,3	38,1	9,9	100,1	401,1	44,1	143,8	21	44,1	1,08	8,47
2029	49,5	7,2	11,7	309,8	45,3	11,8	104,4	505,5	54,9	198,7	26	52,6	0,97	9,44
2030	44,1	6,4	11,8	353,9	51,7	13,5	110,0	615,5	65,9	264,5	30	59,9	0,87	10,32
2031	39,5	5,8	12,0	393,4	57,5	15,0	109,7	725,2	70,2	334,7	33	64,0	0,79	11,11
2032	35,6	5,2	12,3	429,1	62,7	16,4	110,2	835,4	74,6	409,3	35	67,7	0,72	11,83
2033	32,5	4,7	12,7	461,5	67,5	17,6	111,7	947,1	79,2	488,6	37	70,9	0,66	12,49
2034	30,3	4,4	13,6	491,8	71,9	18,7	113,8	1061,0	83,6	572,1	39	73,4	0,61	13,10
2035	28,6	4,2	14,9	520,4	76,1	19,8	118,3	1179,3	89,7	661,8	40	75,8	0,57	13,67
2036	27,0	4,0	16,5	547,4	80,0	20,9	124,5	1303,8	97,5	759,3	42	78,3	0,54	14,21
2037	25,6	3,7	18,8	573,1	83,8	21,8	134,7	1438,5	109,1	868,4	44	81,0	0,50	14,71
2038	24,3	3,6	21,9	597,4	87,3	22,8	140,3	1578,8	116,0	984,4	45	82,7	0,47	15,18
2039	23,3	3,4	26,9	620,6	90,7	23,7	148,9	1727,7	125,7	1110,0	47	84,4	0,44	15,63
2040	21,9	3,2	34,6	642,6	93,9	24,5	162,1	1889,8	140,2	1250,2	48	86,5	0,42	16,04
2041	21,2	3,1	51,2	663,8	97,0	25,3	166,1	2055,9	144,9	1395,1	49	87,2	0,40	16,44
2042	20,3	3,0	100,5	684,1	100,0	26,1	172,0	2227,9	151,7	1546,7	50	88,2	0,37	16,81
2043	19,1	2,8	-17279,3	703,2	102,8	26,8	167,9	2395,8	148,8	1695,5	50	88,6	0,35	17,16
2044	18,3	2,7	-95,0	721,5	105,5	27,5	168,3	2564,1	150,1	1845,6	50	89,2	0,33	17,49
2045	17,5	2,6	-46,7	739,0	108,0	28,2	170,5	2734,6	153,0	1998,6	51	89,7	0,31	17,79
2046	16,7	2,4	-30,4	755,7	110,5	28,8	182,6	2917,2	165,9	2164,5	52	90,9	0,29	18,09
2047	15,3	2,2	-21,4	771,0	112,7	29,4	183,8	3101,0	168,5	2333,0	52	91,7	0,27	18,35
2048	14,5	2,1	-16,7	785,52	114,8	29,9	185,0	3286,1	170,5	2503,5	53	92,1	0,25	18,60
2049	14,4	2,1	-14,2	799,9	116,9	30,5	190,9	3477,0	176,5	2680,0	53	92,4	0,24	18,84
2050	13,8	2,0	-11,9	813,8	119,0	31,0	193,6	3670,6	179,8	2859,8	53	92,9	0,23	19,07
2051	13,3	1,9	-10,2	827,0	120,9	31,5	198,6	3869,2	185,3	3045,1	54	93,3	0,21	19,28
2052	12,7	1,9	-8,9	839,7	122,8	32,0	202,6	4071,8	189,9	3235,1	54	93,7	0,20	19,49

Таблица 1.5.3.6 – Месторождение Бурбайтал. Месторождение в целом. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант.

Год	Ввод скважин из бурения за период			Вывод скважин из бездействия		Фонд скважин с начала разра-ботки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м		Перевод скважин под ППД	Перевод скв. на другой объект, ед.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемис-тость 1 водонагн. скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнетательных	добыв.	нагнетательных		развед.	эксплуатац.			добыв.	нагнетательных	всего	мех.	всего	действ.	нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2023	0	0	0	5	1	10	7,1	0,0	0	0	0	0	5	2	1	1	4,6	6,1	7,9
2024	6	6	0	3	0	16	9,6	6,8	0	0	0	0	14	7	1	1	6,2	8,4	24,0
2025	9	9	0	0	0	25	9,6	17,0	0	2	0	0	21	16	1	1	7,8	10,9	52,4
2026	8	8	0	0	0	33	9,6	23,4	0	0	0	0	29	24	1	1	6,2	9,1	74,5
2027	4	4	0	0	0	37	9,6	26,6	0	0	0	0	33	33	1	1	5,6	9,2	114,0
2028	2	2	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	35	35	1	1	5,0	8,9	133,9
2029	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	1	0	0	0	34	34	2	2	4,4	9,3	83,3
2030	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	34	34	2	2	3,9	9,8	100,0
2031	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	1	0	0	0	33	33	3	3	3,6	10,1	71,0
2032	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	3,3	10,1	75,5
2033	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	3,0	10,3	80,2
2034	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,8	10,5	84,6
2035	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,6	10,9	90,8
2036	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,5	11,5	98,7
2037	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,4	12,4	110,4
2038	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,2	12,9	117,4
2039	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,1	13,7	127,1
2040	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,0	14,9	141,8
2041	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	2,0	15,3	146,6
2042	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	1,9	15,8	153,5
2043	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	1,8	15,4	150,6
2044	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	33	33	3	3	1,7	15,5	151,8
2045	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	1	0	32	32	3	3	1,7	16,2	154,8
2046	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	32	32	3	3	1,6	17,3	167,9
2047	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	32	32	3	3	1,5	17,4	170,5
2048	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	32	32	3	3	1,4	17,6	172,5
2049	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	32	32	3	3	1,4	18,1	178,6
2050	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	1	0	31	31	3	3	1,4	19,0	181,9
2051	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	31	31	3	3	1,3	19,4	187,5
2052	0	0	0	0	0	39	9,6	28,2	0	0	0	0	31	31	3	3	1,2	19,8	192,2



Таблица 1.5.3.7 - Месторождение Бурбайтал Надсолевое. В целом по газовым объектам. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 1 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скв. из консервации, ед.	Перевод скважин из др. объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут
								нач.	тек.				
2025	2	1	1	4	6,0	4	61,4	7,3	7,9	61,4	7,3	0,052	69,5
2026	0	0	1	5	7,5	5	65,7	7,8	8,4	127,1	15,1	0,109	37,5
2027	0	0	0	4	6,0	4	57,1	6,8	8,0	184,2	21,9	0,157	42,9
2028	0	0	0	4	6,0	4	53,0	6,3	8,0	237,2	28,1	0,203	39,8
2029	0	0	0	4	6,0	4	49,2	5,8	8,1	286,4	34,0	0,245	36,9
2030	0	0	0	4	6,0	4	45,7	5,4	8,2	332,2	39,4	0,284	34,3
2031	0	0	0	4	6,0	4	42,5	5,0	8,3	374,7	44,4	0,320	31,9
2032	0	0	0	4	6,0	4	39,6	4,7	8,4	414,3	49,1	0,354	29,7
2033	0	0	0	4	6,0	4	36,8	4,4	8,6	451,1	53,5	0,386	27,6
2034	0	0	0	4	6,0	4	34,3	4,1	8,8	485,4	57,6	0,415	25,7
2035	0	0	0	4	6,0	4	32,0	3,8	8,9	517,4	61,4	0,442	24,0
2036	0	0	0	4	6,0	4	29,8	3,5	9,2	547,2	64,9	0,468	22,4
2037	0	0	0	4	6,0	4	27,8	3,3	9,4	575,1	68,2	0,492	20,9
2038	0	0	0	4	6,0	4	26,0	3,1	9,7	601,0	71,3	0,514	19,5
2039	0	0	0	4	6,0	4	24,2	2,9	10,0	625,3	74,2	0,534	18,2
2040	0	0	0	3	4,5	3	22,1	2,8	10,2	647,4	76,8	0,553	22,1
2041	0	0	0	3	4,5	3	20,7	2,6	10,6	668,1	79,3	0,571	20,7
2042	0	0	0	3	4,5	3	19,4	2,4	11,1	687,5	81,6	0,588	19,4
2043	0	0	0	3	4,5	3	18,2	2,3	11,7	705,7	83,7	0,603	18,2
2044	0	0	0	3	4,5	3	17,0	2,1	12,4	722,7	85,7	0,618	17,0
2045	0	0	0	3	4,5	3	15,9	2,0	13,2	738,6	87,6	0,631	15,9
2046	0	0	0	3	4,5	3	14,9	1,9	14,3	753,5	89,4	0,644	14,9
2047	0	0	0	3	4,5	3	13,9	1,7	15,6	767,4	91,0	0,656	13,9
2048	0	0	0	3	4,5	3	13,1	1,6	17,3	780,5	92,6	0,667	13,1
2049	0	0	0	3	4,5	3	12,2	1,5	19,5	792,7	94,0	0,677	12,2
2050	0	0	0	3	4,5	3	11,4	1,4	22,7	804,1	95,4	0,687	11,4
2051	0	0	0	3	4,5	3	10,7	1,3	27,5	814,8	96,7	0,696	10,2
2052	0	0	0	3	4,5	3	10,0	1,2	35,6	824,8	97,8	0,705	9,5
2053	0	0	0	3	4,5	3	9,4	1,2	51,7	834,2	99,0	0,713	8,9
2054	0	0	0	3	4,5	3	8,8	1,1	100,0	843,0	100,0	0,721	8,4

Таблица 1.5.3.8 - Месторождение Бурбайтал Надсолевое. В целом по газовым объектам. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 2 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скв.из консервации, ед.	Перевод скважин из др. объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут
								нач.	тек.				
2025	2	1	1	4	6,0	4	61,4	7,3	7,9	61,4	7,3	0,052	73,0
2026	0	0	1	5	7,5	5	64,5	5,5	8,3	125,9	14,9	0,108	39,2
2027	1	0	0	5	7,5	5	72,5	6,2	10,1	198,4	23,5	0,170	55,4
2028	0	0	0	5	7,5	5	66,0	5,6	10,2	264,4	31,4	0,226	42,2
2029	0	0	0	5	7,5	5	60,2	5,1	10,4	324,6	38,5	0,277	38,4
2030	0	0	0	5	7,5	5	54,9	4,7	10,6	379,5	45,0	0,324	35,1
2031	0	0	0	5	7,5	5	50,1	4,3	10,8	429,6	51,0	0,367	32,0
2032	0	0	0	5	7,5	5	45,7	3,9	11,1	475,3	56,4	0,406	29,2
2033	0	0	0	5	7,5	5	41,7	3,6	11,3	517,0	61,3	0,442	26,6
2034	0	0	0	5	7,5	5	38,1	3,3	11,7	555,1	65,9	0,474	24,3
2035	0	0	0	5	7,5	5	34,8	3,0	12,1	589,9	70,0	0,504	22,2
2036	0	0	0	5	7,5	5	31,8	2,7	12,6	621,7	73,8	0,531	20,3
2037	0	0	0	5	7,5	5	29,1	2,5	13,1	650,8	77,2	0,556	18,6
2038	0	0	0	5	7,5	5	26,6	2,3	13,8	677,3	80,3	0,579	17,0
2039	0	0	0	5	7,5	5	24,3	2,1	14,7	701,6	83,2	0,600	15,5
2040	0	0	0	4	6,0	4	21,7	2,7	15,4	723,3	85,8	0,618	17,3
2041	0	0	0	4	6,0	4	19,9	2,5	16,6	743,3	88,2	0,635	15,9
2042	0	0	0	4	6,0	4	18,2	2,3	18,3	761,5	90,3	0,651	14,6
2043	0	0	0	4	6,0	4	16,7	2,1	20,5	778,2	92,3	0,665	13,3
2044	0	0	0	4	6,0	4	15,3	1,9	23,6	793,5	94,1	0,678	12,2
2045	0	0	0	4	6,0	4	14,0	1,7	28,4	807,6	95,8	0,690	11,2
2046	0	0	0	4	6,0	4	12,9	1,6	36,3	820,4	97,3	0,701	10,3
2047	0	0	0	4	6,0	4	11,8	1,5	52,2	832,2	98,7	0,711	9,4
2048	0	0	0	4	6,0	4	10,8	1,3	100,0	843,0	100,0	0,721	8,6

Таблица 1.5.3.9 - Месторождение Бурбайтал Надсолевое. В целом по газовым объектам. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки. 3 вариант.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод скв.из консервации, ед.	Перевод скважин из др. объекта, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут
								нач.	тек.				
2025	2	1	1	4	6,0	4	61,4	7,3	7,9	61,4	7,3	0,052	73,0
2026	0	0	1	5	7,5	5	62,6	7,4	8,0	124,0	14,7	0,106	38,0
2027	1	0	0	5	7,5	5	69,0	8,2	9,6	193,0	22,9	0,165	52,7
2028	1	0	0	6	9,0	6	78,3	9,3	12,0	271,3	32,2	0,232	48,3
2029	1	0	0	7	10,5	7	86,6	10,3	15,1	357,9	42,5	0,306	44,7
2030	0	0	0	7	10,5	7	76,4	9,1	15,7	434,3	51,5	0,371	34,8
2031	0	0	0	7	10,5	7	67,4	8,0	16,5	501,6	59,5	0,429	30,7
2032	0	0	0	7	10,5	7	59,5	7,1	17,4	561,1	66,6	0,480	27,1
2033	0	0	0	7	10,5	7	52,5	6,2	18,6	613,6	72,8	0,524	23,9
2034	0	0	0	7	10,5	7	46,3	5,5	20,2	659,9	78,3	0,564	21,1
2035	0	0	0	7	10,5	7	40,9	4,8	22,3	700,7	83,1	0,599	18,6
2036	0	0	0	7	10,5	7	36,1	4,3	25,4	736,8	87,4	0,630	16,5
2037	0	0	0	7	10,5	7	31,8	3,8	30,0	768,6	91,2	0,657	14,5
2038	0	0	0	7	10,5	7	28,1	3,3	37,8	796,8	94,5	0,681	12,8
2039	0	0	0	7	10,5	7	24,8	2,9	53,7	821,6	97,5	0,702	11,3
2040	0	0	0	6	9,0	6	21,4	2,7	100,0	843,0	100,0	0,721	11,4

#### **1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.01.2023 года на месторождении Бурбайтал эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода Пробной Эксплуатации.

На этапе пробной эксплуатации газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям поступала в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) типа Спутник АМ (Б)-40-7-400, где осуществлялся индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

По общему коллектору после АГЗУ продукция со всех скважин поступала на первую ступень нефтегазового сепаратора (НГС-1), где происходил процесс сепарации при давлении 2,5-3,5 кгс/см<sup>2</sup>. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ частично использовался в печах подогрева, остальная часть сжигался на факельной установке. Учет газа производился газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Далее разгазированная нефть поступала во вторую степень сепарации (НГС-2), где при давлении 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup> происходило дополнительное разделение газа и жидкости. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ сжигался на факельной установке. Учет газа производился газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Жидкость с НГС-2 подавалась в приемные технологические емкости V-50 м<sup>3</sup>. В приемных технологических емкостях происходил отстой и дополнительное разгазирование нефти. Затем насосами внутренней перекачки (насос 4НК-5/1) направлялась в подогреватель нефти ПП-0,63, где нагревалась до 50-60 °С. Перед подогревателем вводился деэмульгатор для обезвоживания и обессоливания нефти, при необходимости пресная вода для обессоливания нефти. После охлаждения и отстоя в технологических емкостях производился сброс пластовой, подтоварной воды в дренажную емкость.

Нефть после подготовки в технологических емкостях насосами внутренней перекачки по отдельной линии откачивалась в товарный парк. С емкостей товарной нефти нефть проходила через фильтры СДЖ-100 и поступала на насосы внешней откачки (насос 4НК-5/1). Нефть с помощью насосов через узел учета поступает в ННЭ (Нефтяная наливная эстакада) и автоцистернами вывозилась к потребителю. Нефтеналивной стояк предусмотрен для одновременного налива 2-х автоцистерн. Учет нефти осуществлялся счетчиком

жидкости.

Пластовая, подтоварная вода с дренажных емкостей после предварительной очистки утилизировалась закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Все аппараты оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в факельную систему, включающую конденсатосборник для улова конденсата на факеле высокого и низкого давлений.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин вводимых в эксплуатацию, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Бурбайтал надсолевое для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора,

транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки для нефтяных скважин месторождения Бурбайтал надсолевой предполагается следующая: газожидкостная смесь от устьев добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку (ЗУ), где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин, после чего объединяется с общим потоком остальных скважин и направляется на существующую установку подготовки нефти (УПН) для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю. Учитывая профили добычи нефти по всем рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти будет недостаточно и потребуется дополнительное расширения производства. Выделившийся газ при сепарации планируется направлять на собственные нужды, излишек газа будет транспортироваться до единого для всего месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Отделившаяся пластовая вода после предварительной очистки утилизируется закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Для газовых скважин предлагается к реализации герметизированная система внутрипромыслового сбора газа, в соответствии с которой продукция скважин по индивидуальным шлейфам поступает на промысловый газосборный пункт (ГСП), где на тестовых сепараторах осуществляется поскважинный замер добываемой продукции. После замера продукция скважины объединяется с продукцией остальных скважин и общим потоком по газосборному коллектору направляется на УКПГ. Классическая схема подготовки газа на УКПГ предполагает, что общий поток газа поступает на вход УКПГ со сложившимся в системе газосбора и на ступенях сепарации нефти давлением. Для объединения потоков газа различного уровня давлений на входе в УКПГ устанавливаются входные компрессоры. Компримированные до общего давления потоки попутного газа объединяются и единым потоком поступают на подготовку на УКПГ.

Основные технологические процессы на УКПГ включают в себя: низкотемпературную сепарацию, фракционирование с выделением пропанбутановой фракции и ШФЛУ.

Основной объем товарного газа после УКПГ направляется в экспортный газопровод, а также на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла.

Пропанбутановая фракция после УКПГ поступает в емкости хранения и далее насосом откачивается через наливные устройства в специально приспособленные для транспорта пропанбутановой смеси автомашины - пропановозы.

Реализация ШФЛУ осуществляется совместно с товарной нефтью, для чего поток

ШФЛУ после УКПГ будет возвращен в систему товарного парка на УПН.

Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки представлена на рисунке 1.4.5.1.

***Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для нефтяных скважин***

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах для всех вариантов необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные выкидные линии от проектных скважин до замерной установки;
- Замерная установка (ЗУ);
- Нефтеборный коллектор от ЗУ до УПН;
- Расширение существующей УПН;
- Газопоршневая электростанция;

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог и энергоснабжения промысла.

Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи нефти и газа на весь период развития месторождения.

**Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.**

***Исходные технологические данные к технико-экономической оценке для реализации рассматриваемых вариантов разработки для газовых скважин***

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах по всем вариантам необходимо выделить следующие технологические позиции:

- Индивидуальные шлейфы от проектных скважин до пункта сбора;
- Газосборный пункт (ГСП);
- Газосборный коллектор от ГСП до УКПГ;
- Установка комплексной подготовки газа (УКПГ);
- Экспортный газопровод;
- Дожимной компрессор для УКПГ;
- Коммерческий узел учета газа (КУУГ).

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения.



Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи газа на весь период развития месторождения.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки по всем вариантам даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора и обратной закачки будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

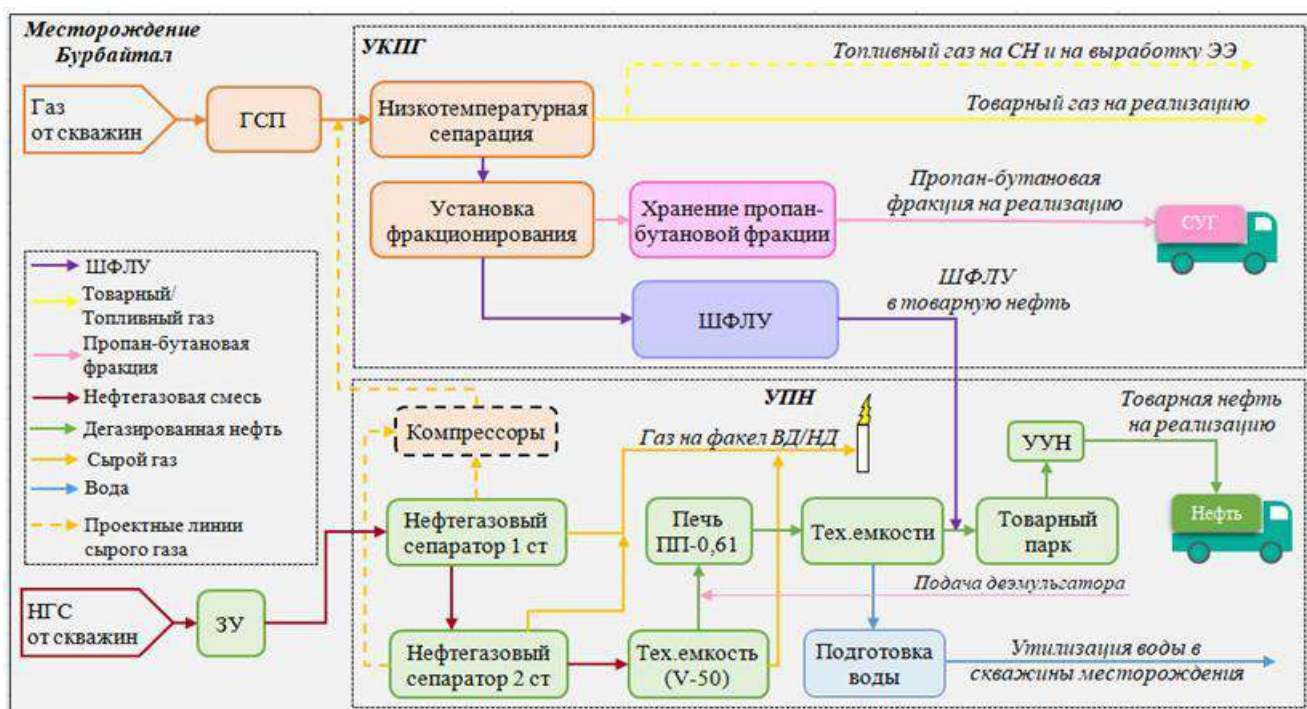


Рисунок 1.5.4.1 - Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки

### 1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года. (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»).

ТОО «Аскер Мунай» своевременно была разработана, рассмотрена и утверждена «Программа развития переработки сырого газа месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на период пробной эксплуатации с 01.12.2020-31.12.2022 гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 19.11.2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ95VPC00014263 от 25.01.2021 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ84VPC00014461 от 01.03.2021 г.). В период пробной эксплуатации на месторождении Бурбайтал сырой газ использовался на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти (ПП-0,63), оставшаяся часть газа сжигался на факельной установке.

При пробной эксплуатации месторождения проводятся операции для уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта промышленной разработки. Согласно статьи 146 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017г., сжигание сырого газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года.

В таблице 1.5.5.1 приведен баланс нефтяного газа месторождения Бурбайтал на период с 01.12.2020-31.12.2022 гг.

**Таблица 1.5.5.1 - Баланс нефтяного газа месторождения Бурбайтал**

Годы	Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	Расход газа на собственные нужды, млн. м <sup>3</sup>	Сжигание газа при пробной эксплуатации, млн. м <sup>3</sup>
декабрь 2020	0,0844	0,02088	0,0635
2021	1,7982	0,24984	1,5483
2022	1,5243	0,24984	1,2744

В целях обеспечения экологической безопасности, минимизации объема сжигания углеводородного газа и рационального и комплексного использования попутного газа ТОО «Аскер Мунай» рассматривается вариант строительства единого для месторождения Бурбайтал установки комплексной подготовки попутного газа (УКПГ) и экспортного газопровода.

В дальнейшем после завершения строительства УКПГ и строительства экспортного газопровода планируется основной объем газа подавать на экспортный газопровод, а также в виде топлива использовать на собственные нужды промысла.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Бурбайтал надсолевое должны быть представлены в рамках отдельного документа - в «Программе развития переработки сырого газа», разработанной в соответствии с утверждёнными технологическими показателями разработки данного документа.

Расчеты неизбежно сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года и предоставляются в Программе развития переработки сырого газа. В Программе развития переработки сырого газа приводится детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа и далее данная Программа развития переработки сырого газа рассматривается и утверждается на заседании Рабочей группы МЭ РК (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», № 125-VI от 27.12.2017 г.).

Ориентировочный баланс газа на месторождении Бурбайтал надсолевое для всех 3-х рассматриваемых вариантов разработки представлен в таблице 1.5.5.2.

**Таблица 1.5.5.2 – Ориентировочный баланс газа на месторождении Бурбайтал надсолевое**

Год	Добыча газа*, млн.м <sup>3</sup>	Использование на собственные нужды, млн. м <sup>3</sup>	Остаток газа на УКПГ млн. м <sup>3</sup>
<b>1 вариант разработки</b>			
2025	61,72	0,876	60,844
<b>2 вариант разработки</b>			
2027	73,529	0,876	72,653
<b>3 вариант разработки</b>			
2027	70,13	0,876	69,254

Примечание: \* - добыча газа принята согласно таблицам 1.5.3.1, 1.5.3.3, 1.5.3.5, 1.5.3.7, 1.5.3.8, 1.5.3.9 Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

**После утверждения технологических показателей разработки месторождения Бурбайтал надсолевое будет разработана новая «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных и рекомендуемой системы сбора и подготовки добываемой продукции на месторождении.**

## **1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ**

Основными технологическими процессами, предопределяющими выбор состава оборудования, являются процессы бурения. Работы по бурению осуществляются высокопроизводительным буровым станком.

Перечень технологического оборудования, разрешенного Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626 и сертификатов соответствий.

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует об их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач. В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемое технологическое оборудование при эксплуатации месторождения зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании

оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологического оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплект с противовыбросовым оборудованием. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до  $700 \text{ кгс/см}^2$ . Штуцерный манифольд с рабочим давлением  $700 \text{ кгс/см}^2$  позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно).

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация.

Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

Технологическое оборудование приняты исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов будут в пределах допустимого и дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

### **1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Постутилизация объекта – это комплекс работ по демонтажу и сносу капитального строения (здания, сооружения, комплекса) после прекращения его эксплуатации.

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом *не предусматриваются*.



## **1.8 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ**

### **1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха**

#### **1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

**Все технологические данные, размещение всех объектов системы сбора и подготовки добываемой продукции, в том числе их технические характеристики, предлагаемая для разработки месторождения будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.**

**В связи с тем, что в рамках данной работы не представляется возможным выполнить оценку воздействия на атмосферный воздух по рекомендуемой системе сбора, для оценки принята действующая система сбора и подготовки добываемой продукции из утвержденного проекта Пробной Эксплуатации.**

По состоянию на 01.01.2023 года на месторождении Бурбайтал эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода Пробной Эксплуатации.

На этапе пробной эксплуатации газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям поступала в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) типа Спутник АМ (Б)-40-7-400, где осуществлялся индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

По общему коллектору после АГЗУ продукция со всех скважин поступала на первую ступень нефтегазового сепаратора (НГС-1), где происходил процесс сепарации при давлении

2,5-3,5 кгс/см<sup>2</sup>. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ частично использовался в печах подогрева, остальная часть сжигался на факельной установке. Учет газа производился газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Далее разгазированная нефть поступала во вторую степень сепарации (НГС-2), где при давлении 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup> происходило дополнительное разделение газа и жидкости. Выделившийся с нефтегазосепаратора газ сжигался на факельной установке. Учет газа производился газовыми счетчиками СГТ16Э-650.

Жидкость с НГС-2 подавалась в приемные технологические емкости V-50 м<sup>3</sup>. В приемных технологических емкостях происходил отстой и дополнительное разгазирование нефти. Затем насосами внутренней перекачки (насос 4НК-5/1) направлялась в подогреватель нефти ПП-0,63, где нагревалась до 50-60°C. Перед подогревателем вводился деэмульгатор для обезвоживания и обессоливания нефти, при необходимости пресная вода для обессоливания нефти. После охлаждения и отстоя в технологических емкостях производился сброс пластовой, подтоварной воды в дренажную емкость.

Нефть после подготовки в технологических емкостях насосами внутренней перекачки по отдельной линии откачивалась в товарный парк. С емкостей товарной нефти нефть проходила через фильтры СДЖ-100 и поступала на насосы внешней откачки (насос 4НК-5/1). Нефть с помощью насосов через узел учета поступает в ННЭ (Нефтяная наливная эстакада) и автоцистернами вывозилась к потребителю. Нефтеналивной стояк предусмотрен для одновременного налива 2-х автоцистерн. Учет нефти осуществлялся счетчиком жидкости. Пластовая, подтоварная вода с дренажных емкостей после предварительной очистки утилизировалась закачкой в нагнетательные скважины месторождения.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов с 6001.

При реализации проектных решений разработки месторождения основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

#### **1 вариант разработки**

*Организованные:*

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м<sup>3</sup>: источники №№0002-0004 – 3 ед.;

- Резервуары нефти V-50 м<sup>3</sup>: источники №№0005-0016 – 12 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №0017 – 1 ед.;

*Неорганизованные:*

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Площадка нефтегазосепаратора (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка нефтяной скважины: источники №№6010-6017 – 8 ед.;
- Площадка газовой скважины: источники №№6018-6021 – 4 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 38 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 21 ед.

**2 вариант разработки - рекомендуемый**

*Организованные:*

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м<sup>3</sup>: источники №№0002-0004 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м<sup>3</sup>: источники №№0005-0016 – 12 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №0017 – 1 ед.;

*Неорганизованные:*

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Площадка нефтегазосепаратора (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка нефтяной скважины: источники №№6010-6036 – 27 ед.;
- Площадка газовой скважины: источники №№6037-6041 – 5 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 58 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 41 ед.

### **3 вариант разработки**

*Организованные:*

- Печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- Резервуары нефти V-100 м<sup>3</sup>: источники №№0002-0004 – 3 ед.;
- Резервуары нефти V-50 м<sup>3</sup>: источники №№0005-0016 – 12 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источник №0017 – 1 ед.;

*Неорганизованные:*

- Площадка АГЗУ: источник №6001 – 1 ед.;
- Площадка нефтегазосепаратора (НГС): источники №№6002-6003 – 2 ед.;
- Площадка насосов перекачки нефти: источник №6004 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости АГЗУ: источник №6005 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов: источник №6006 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады: источник №6007 – 1 ед.;
- Площадка дренажной емкости для слива нефти: источник №6008 – 1 ед.;
- Площадка газосборного пункта (ГСП): источник №6009 – 1 ед.;
- Площадка нефтяной скважины: источники №№6010-6042 – 33 ед.;
- Площадка газовой скважины: источники №№6043-6047 – 5 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 64 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 47 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Бурбайтал надсолевое представлена в Приложении 1.

#### **1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования;

- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов ТОО «Аскер Мунай».

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены **по всем 3-м рассматриваемым вариантам**, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

- **1 вариант разработки** - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (12,1 тыс.тонн). В данный период (2025 год) суммарный объем добычи газа составит 61,72 млн. м<sup>3</sup> (таблицы 1.5.3.1, 1.5.3.7), количество добывающих скважин составит 12 ед., из них 8 ед. нефтяные и 4 ед. газовые.
- **2 вариант разработки (рекомендуемый)** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (53,3 тыс.тонн). В данный период (2027 год) суммарный объем добычи газа составит 73,529 млн. м<sup>3</sup> (таблица 1.5.3.3, 1.5.3.8), количество добывающих скважин составит 32 ед., из них 27 ед. нефтяные и 5 ед. газовые.
- **3 вариант разработки** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (57,5 тыс.тонн). В данный период (2027 год) суммарный объем добычи газа составит 70,13 млн. м<sup>3</sup> (таблицы 1.5.3.5, 1.5.3.9), количество добывающих скважин составит 38 ед., из них 33 ед. нефтяные и 5 ед. газовые.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3.

**Таблица 1.8.1.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по 1 варианту разработки. 2025 год.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,04875	1,5375	38,4375
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,00792	0,2498	4,16333333
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,013912	0,012161	1,520125
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,03476	1,0963	0,36543333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,03476	1,0963	0,021926
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	17,71178	42,37827	0,8475654
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	6,22496	5,40134	0,18004467
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,08139	0,07033	0,7033
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,025581	0,022103	0,110515
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,051132	0,044196	0,07366
-	<b>ВСЕГО:</b>	-	-	-	-	-	<b>24,234945</b>	<b>51,90830</b>	46,42340273

**Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по 2 варианту разработки (рекомендуемый). 2027 год.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,04875	1,5375	38,4375
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,00792	0,2498	4,16333333
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,014482	0,030397	3,799625
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,03476	1,0963	0,36543333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,03476	1,0963	0,021926
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	19,39798	99,22211	1,9844422
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	6,44137	13,58456	0,45281867
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,08424	0,17715	1,7715
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,026531	0,055585	0,277925
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,052842	0,111379	0,18563167
-	<b>ВСЕГО:</b>	-	-	-	-	-	<b>26,143635</b>	<b>117,161081</b>	51,4601352

**Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по 3 варианту разработки. 2027 год.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,04875	1,5375	38,4375
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,00792	0,2498	4,16333333
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,014662	0,035507	4,438375
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,03476	1,0963	0,36543333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,03476	1,0963	0,021926
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	19,91308	115,84147	2,3168294
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	6,50971	15,87908	0,52930267
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,08514	0,20709	2,0709
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,026831	0,064993	0,324965
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,053382	0,130196	0,21699333
-	<b>ВСЕГО:</b>	-	-	-	-	-	<b>26,728995</b>	<b>136,138236</b>	52,88555806



Выполненные предварительные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2025 год – **51,90830** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2027 год – **117,161081** т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2027 год – **136,138236** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных  $C_1-C_5$ , смесь углеводородов предельных  $C_6-C_{10}$ , диоксид азота, углерода оксид и метан.

Предварительные ориентировочные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным групповым техническим проектом «Строительство разведочных скважин №408, №409, №411 проектной глубиной 800 м на площади «Каратобе-Бурбайтал»» составит:

- При строительстве скважины (в совокупности работ буровых установок ZJ-20 (период бурения и крепления) и А-50 (период испытания)) – **253,29794542** г/с или **106,2799734** тонн.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будут представлены в отдельных Групповых (Индивидуальных) технических проектах на строительство скважин на месторождении Бурбайтал надсолевое с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

### 1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Бурбайтал.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Бурбайтал в 3 квартале 2023 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

Диоксид азота	0,075 мг/м <sup>3</sup> ;
Оксид азота	0,071 мг/м <sup>3</sup> ;

Диоксид серы	0,460 мг/м <sup>3</sup> ;
Оксид углерода	1,340 мг/м <sup>3</sup> ;
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	17,667 мг/м <sup>3</sup> ;
Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	14,00 мг/м <sup>3</sup> ;
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0,197 мг/м <sup>3</sup> .

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 10000 x 10000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.

**Таблица 1.8.1.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Бурбайтал**

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ мг/м <sup>3</sup>	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота диоксид	0,2	-	1,007	0,382
0304	Азот оксид	0,4	-	0,229	0,178
0333	Сероводород	0,008	-	0,837	0,033
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,286	0,268
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	50	0,517	0,360
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	30	0,567	0,471
0602	Бензол	0,3	-	0,131	0,0051
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,062	0,0024
0621	Метилбензол	0,6	-	0,041	0,0016

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Бурбайтал составляет 1000 метров. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №409-П от 12.06.2013 года к «Проекту обоснования размера санитарно-защитной зоны ТОО «Аскер Мунай»»).

Предприятие относится к I категории, 1 класса опасности по санитарной классификации производственных объектов.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 *«Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».*

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 м., превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

#### **1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ**

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест.

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Предварительные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК.

Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий.

Более точные нормативы эмиссий выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов ТОО «Аскер Мунай».

Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» по 2 варианту разработки (рекомендуемый) представлены в таблице 1.8.1.4.1.

**Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» (2 вариант разработки – рекомендуемый)**

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2027 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,04875	1,5375	0,04875	1,5375	2027
Итого:	-	-	-	0,04875	1,5375	0,04875	1,5375	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,04875	1,5375	0,04875	1,5375	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,00792	0,2498	0,00792	0,2498	2027
Итого:	-	-	-	0,00792	0,2498	0,00792	0,2498	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00792	0,2498	0,00792	0,2498	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	0,0009	0,000983	0,0009	0,000983	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,0009	0,000983	0,0009	0,000983	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,0009	0,000983	0,0009	0,000983	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,0009	0,00013	0,0009	0,00013	2027



Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,000036	0,000128	0,000036	0,000128	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,013536</b>	<b>0,004637</b>	<b>0,013536</b>	<b>0,004637</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,000051	0,00161	0,000051	0,00161	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00003	0,00095	0,00003	0,00095	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,000005	0,0002	0,000005	0,0002	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027





<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,000946</b>	<b>0,02576</b>	<b>0,000946</b>	<b>0,02576</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,014482</b>	<b>0,030397</b>	<b>0,014482</b>	<b>0,030397</b>	2027
<b>(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,03476	1,0963	0,03476	1,0963	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	2027
<b>(0410) Метан</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,03476	1,0963	0,03476	1,0963	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	2027
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub></b>								
<b>Организованные источники</b>								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	1,09245	1,18745	1,09245	1,18745	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	1,09245	1,18745	1,09245	1,18745	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	1,09245	1,18745	1,09245	1,18745	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	1,09245	0,15973	1,09245	0,15973	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0435	0,1545	0,0435	0,1545	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>16,43025</b>	<b>5,63361</b>	<b>16,43025</b>	<b>5,63361</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,17171	5,41497	0,17171	5,41497	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0099	0,3107	0,0099	0,3107	2027



Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0099	0,3107	0,0099	0,3107	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,03623	1,14255	0,03623	1,14255	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,0062	0,1954	0,0062	0,1954	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0089	0,2792	0,0089	0,2792	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,0062	0,1954	0,0062	0,1954	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,0154	0,4861	0,0154	0,4861	2027
Площадка газосборного пункта (ГСП)	6009	-	-	0,11009	3,47187	0,11009	3,47187	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,08585	2,70748	0,08585	2,70748	2027
Площадка газовой скважины	6037	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2027
Площадка газовой скважины	6038	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2027
Площадка газовой скважины	6039	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2027
Площадка газовой скважины	6040	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2027



Площадка газовой скважины	6041	-	-	0,05505	1,73593	0,05505	1,73593	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>2,96773</b>	<b>93,5885</b>	<b>2,96773</b>	<b>93,5885</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>19,39798</b>	<b>99,22211</b>	<b>19,39798</b>	<b>99,22211</b>	2027
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub></b>								
<b>Организованные источники</b>								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	0,40405	0,43919	0,40405	0,43919	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,40405	0,43919	0,40405	0,43919	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,40405	0,43919	0,40405	0,43919	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,40405	0,05908	0,40405	0,05908	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0161	0,0571	0,0161	0,0571	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>6,07685</b>	<b>2,08363</b>	<b>6,07685</b>	<b>2,08363</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,02279	0,71867	0,02279	0,71867	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,0036	0,1149	0,0036	0,1149	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,0036	0,1149	0,0036	0,1149	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,0134	0,42258	0,0134	0,42258	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,0023	0,0723	0,0023	0,0723	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,0033	0,1033	0,0033	0,1033	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,0023	0,0723	0,0023	0,0723	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,0057	0,1798	0,0057	0,1798	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027



Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,01139	0,35934	0,01139	0,35934	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,36452</b>	<b>11,50093</b>	<b>0,36452</b>	<b>11,50093</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>6,44137</b>	<b>13,58456</b>	<b>6,44137</b>	<b>13,58456</b>	2027
<b>(0602) Бензол</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	0,00528	0,00574	0,00528	0,00574	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00528	0,00574	0,00528	0,00574	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00528	0,00574	0,00528	0,00574	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00528	0,00077	0,00528	0,00077	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,00021	0,00075	0,00021	0,00075	2027



<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,07941</b>	<b>0,02721</b>	<b>0,07941</b>	<b>0,02721</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,0003	0,00939	0,0003	0,00939	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00018	0,00552	0,00018	0,00552	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00004	0,0013	0,00004	0,0013	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,0001	0,0023	0,0001	0,0023	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00015	0,00469	0,00015	0,00469	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,00483</b>	<b>0,14994</b>	<b>0,00483</b>	<b>0,14994</b>	-



<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,08424</b>	<b>0,17715</b>	<b>0,08424</b>	<b>0,17715</b>	2027
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	0,00166	0,0018	0,00166	0,0018	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00166	0,0018	0,00166	0,0018	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00166	0,0018	0,00166	0,0018	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00166	0,00024	0,00166	0,00024	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,000066	0,000235	0,000066	0,000235	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,024966</b>	<b>0,008515</b>	<b>0,024966</b>	<b>0,008515</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,000055	0,00173	0,000055	0,00173	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,00002	0,0007	0,00002	0,0007	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027



Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00005	0,00147	0,00005	0,00147	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,001565</b>	<b>0,04707</b>	<b>0,001565</b>	<b>0,04707</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,026531</b>	<b>0,055585</b>	<b>0,026531</b>	<b>0,055585</b>	2027
<b>(0621) Метилбензол</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Резервуар для нефти V-100 м3	0002	-	-	0,00332	0,00361	0,00332	0,00361	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0003	-	-	0,00332	0,00361	0,00332	0,00361	2027
Резервуар для нефти V-100 м3	0004	-	-	0,00332	0,00361	0,00332	0,00361	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0005	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0006	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0007	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0008	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0009	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0010	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0011	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0012	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0013	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0014	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0015	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Резервуар для нефти V-50 м3	0016	-	-	0,00332	0,00048	0,00332	0,00048	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,000132	0,000469	0,000132	0,000469	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,049932</b>	<b>0,017059</b>	<b>0,049932</b>	<b>0,017059</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								





Площадка АГЗУ	6001	-	-	0,00019	0,0059	0,00019	0,0059	2027
Нефтегазосепаратор	6002	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Нефтегазосепаратор	6003	-	-	0,00003	0,0009	0,00003	0,0009	2027
Площадка насосов перекачки нефти	6004	-	-	0,00011	0,00347	0,00011	0,00347	2027
Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2027
Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	-	-	0,00003	0,0008	0,00003	0,0008	2027
Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2027
Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	-	-	0,00005	0,0015	0,00005	0,0015	2027
Площадка нефтяной скважины	6010	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6011	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6012	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6013	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6014	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6015	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6016	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6017	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6018	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6019	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6020	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6021	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6022	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6023	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6024	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6025	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6026	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6027	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6028	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6029	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6030	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6031	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6032	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6033	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6034	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6035	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
Площадка нефтяной скважины	6036	-	-	0,00009	0,00295	0,00009	0,00295	2027
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,00291</b>	<b>0,09432</b>	<b>0,00291</b>	<b>0,09432</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,052842</b>	<b>0,111379</b>	<b>0,052842</b>	<b>0,111379</b>	2027
<b>ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:</b>	-	-	-	<b>26,143635</b>	<b>117,161081</b>	<b>26,143635</b>	<b>117,161081</b>	-



<b>Из них:</b>								
<b>Итого по организованным источникам:</b>	-	-	22,801134	11,754561	22,801134	11,754561	-	-
<b>в том числе факелы:</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>	-	-	3,342501	105,40652	3,342501	105,40652	-	-

### 1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота диоксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных  $C_1-C_5$ , смесь углеводородов предельных  $C_6-C_{10}$ .

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до  $10 \text{ км}^2$  для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха**

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;

- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Бурбайтал ведутся согласно утвержденной Программы производственного экологического контроля.

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на существующем уровне – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Контролируемые показатели на границе СЗЗ и на территории месторождения: азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, серы диоксид, углеводороды  $C_1$ - $C_5$ , углеводороды  $C_6$ - $C_{10}$ , углеводороды  $C_{12}$ - $C_{19}$ , сероводород.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программ производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

## **1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод**

### **1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды**

#### **Водоснабжение**

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Аскер Мунай» не имеет.

Водоснабжение месторождения Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» для хозяйственно-бытовых и технических нужд будет осуществляться с помощью водовозов с разезда 8 км ж/д Атырау-Астрахань.

Бутилированная питьевая вода будет доставляться автотранспортом из города Атырау.

Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551.

Качество воды для работающего персонала должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

#### **Водоотведение**

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, из которых по мере накопления стоки будут регулярно откачиваться и вывозиться специальным автотранспортом на договорной основе со специализированной организацией.



Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении выполнено на основании рекомендаций:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственно-бытовые нужды – 0,12 м<sup>3</sup>/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м<sup>3</sup> на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м<sup>3</sup> на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 51 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Бурбайтал надсолевое на период разработки представлены в таблице 1.8.2.1.1.

**Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения**

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м <sup>3</sup> /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год
Хоз-бытовые нужды	1 житель	51	0,12	6,12	2233,8	6,12	2233,8
Столовая	4 условных блюда в сутки	51	0,012	2,448	893,52	2,448	893,52
Прачечная	1 кг сухого белья	51	0,04	2,04	744,6	2,04	744,6
<b>Итого:</b>				<b>10,608</b>	<b>3871,92</b>	<b>10,608</b>	<b>3871,92</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,5304	193,5960	0,5304	193,5960
<b>Всего:</b>				<b>11,138</b>	<b>4065,516</b>	<b>11,138</b>	<b>4065,516</b>

В рамках «Проекта разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным групповым техническим проектом «Строительство разведочных скважин №408, №409, №411 проектной глубиной 800 м на площади «Каратобе-Бурбайтал»» и составят **5356 м<sup>3</sup>**, из них: **для хозяйственно-питьевых нужд – 121 м<sup>3</sup>, для технических нужд – 5235 м<sup>3</sup>**.

Согласно рекомендуемого 2 варианта будет вводиться в бурение 24 скважины, из них 21 нефтяных скважин и 3 газовых скважины.

В таблице 1.8.2.1.1 представлены объемы водопотребления и водоотведения при строительстве проектных скважин.

**Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочный объем водопотребления и водоотведения при строительстве проектных скважин по рекомендуемому 2 варианту**

Потребление	на 1 скважину, м <sup>3</sup>	на 24 скважины, м <sup>3</sup>
Для хозяйственно-питьевых нужд	121,0	2904,0
Для технических нужд	5235,0	125640,0
<b>Итого:</b>	<b>5356,0</b>	<b>128544,0</b>

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве проектируемых скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Бурбайтал надсолевое с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

### **1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод**

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды. Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-

воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды. Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод. Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Бурбайтал надсолевое присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

### **1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды**

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли. Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам. В целях определения влияния производственной деятельности на контрактной территории месторождения на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственных объектов компании. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить их пригодность для решения задач охраны подземных вод. Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин и колодцев. Периодичность контроля - 1 раз в квартал.

Мониторинг должен осуществляться с привлечением аккредитованных лабораторий. Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В последующем, при осуществлении производственной деятельности на территории месторождения для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности. Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтегазоконденсатных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Na}^+\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ );
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов контрактной территории ТОО «Аскер Мунай».

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

### 1.8.3 Оценка воздействия на недра

#### 1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Всего по месторождению выделено 16 продуктивных горизонтов (пластов) в надсолевых и подсолевых отложениях, из них:

*Надсолевые:*

- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай)
- в альбских отложениях А-I, А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе);
- в отложениях неокома K<sub>1n</sub> (на восточном крыле купола Жамбай)
- в триасовых отложениях - Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (на северном крыле), из них горизонты N, K<sub>1n</sub>, Т-III, Т-V, Т-VI – газовые, остальные нефтяные.

В подсолевом разрезе выделены газовые продуктивные горизонты:

- в девонских отложениях Д-II, Д-I;
- в отложениях карбона С-II, С-I;
- в пермских отложениях Р-I

По данным интерпретация данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам в 2022 году был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

***В целом по надсолевому комплексу Бурбайтал:***

*нефти:*

геологические по категории C<sub>1</sub> – 2623 тыс.т., извлекаемые – 684 тыс.т.,  
геологические по категории C<sub>2</sub> – 2601 тыс.т., извлекаемые – 510 тыс.т.;

*растворенного газа:*

геологические по категории C<sub>1</sub> – 46 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые - 13 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории C<sub>2</sub> – 47 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 8 млн.м<sup>3</sup>;

*свободного газа:*

геологические по категории C<sub>1</sub> – 1170 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 843 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории C<sub>2</sub> – 735 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 530 млн.м<sup>3</sup>;



Таблица 1.8.3.1.1 – Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Нач.запасы растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный						Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
А-I	ЮЗ	ЧН	C <sub>1</sub>	567	5,3	3005	0,31	0,71	0,967	0,883	565	0,147	83	13,15	7	1
		ВН	C <sub>1</sub>	462	3,6	1663	0,31	0,71	0,967	0,883	313	0,147	46	13,15	4	1
		ЧН	C <sub>2</sub>	253	2,9	734	0,31	0,71	0,967	0,883	138	0,11	15	13,15	2	0
		ВН	C <sub>2</sub>	696	2,1	1462	0,31	0,71	0,967	0,883	275	0,141	30	13,15	4	0
	Итого по ЮЗ крылу		C <sub>1</sub>	1029	4,5	4668					877		129		11	2
			C <sub>2</sub>	949	2,3	2196					413		45		6	0
	СВ	ЧН	C <sub>1</sub>	619	7,9	4890	0,30	0,66	0,967	0,883	827	0,283	234	13,15	11	3
		ЧН	C <sub>2</sub>	506	8	4048	0,30	0,66	0,967	0,883	684	0,212	145	13,15	9	2
		ВН	C <sub>2</sub>	579	3,7	2142	0,30	0,66	0,967	0,883	362	0,212	77	13,15	5	1
	Итого по СВ крылу		C <sub>1</sub>	619	7,9	4890					827		234		11	3
			C <sub>2</sub>	1085	5,7	6190					1047		222		14	3
	Каратобе	ЧН	C <sub>2</sub>	110	4,3	473	0,31	0,74	0,967	0,883	93	0,11	10	13,15	1	0
		ВН	C <sub>2</sub>	233	3,4	792	0,31	0,74	0,967	0,883	155	0,11	17	13,15	2	0
	Итого по Каратобе			C <sub>2</sub>							248		27		3	0
Итого по А-I горизонту:			C <sub>1</sub>							1704		363		22	5	
			C <sub>2</sub>							1708		294		23	3	
А-II	ЮЗ	ВН	C <sub>2</sub>	298	0,7	209	0,26	0,56	0,967	0,883	26	0,11	3	13,15	0	0
	Итого по ЮЗ		C <sub>2</sub>							26		3		0	0	
	СВ	ЧН	C <sub>1</sub>	638	6,9	4402	0,27	0,57	0,967	0,883	578	0,313	181	13,15	8	2
		ЧН	C <sub>2</sub>	523	4	2092	0,27	0,57	0,967	0,883	275	0,235	65	13,15	4	1
		ВН	C <sub>2</sub>	199	2	398	0,27	0,57	0,967	0,883	52	0,235	12	13,15	1	0
	Итого по СВ крылу		C <sub>1</sub>							578		181		8	2	
			C <sub>2</sub>						327		77		5	1		
	Каратобе	ЧН	C <sub>2</sub>	161	3,2	515	0,30	0,63	0,967	0,883	83	0,235	20	13,15	1	0
		ВН	C <sub>2</sub>	323	2,5	808	0,30	0,63	0,967	0,883	130	0,235	31	13,15	2	0
Итого по К-бе			C <sub>2</sub>						213		51		3	0		
Итого по А-II горизонту:			C <sub>1</sub>						578		181		8	2		
			C <sub>2</sub>					566		131		8	1			
Итого по альбу			C <sub>1</sub>						2282		544		30	7		
			C <sub>2</sub>					2274		425		31	4			
Т-I	Бурбайтал	ЧН	C <sub>1</sub>	34	7,5	255	0,22	0,47	0,885	0,811	19	0,417	8	49,04	1	0
		ВН	C <sub>1</sub>	69	3,7	255	0,22	0,47	0,885	0,811	19	0,417	8	49,04	1	0
Итого по Т-I г-ту:			C <sub>1</sub>							38		16		2	0	



Продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Т-VII	Бурбайтал	ЧН	C <sub>1</sub>	335	2,7	905	0,17	0,44	0,885	0,806	48	0,413	20	49,04	2	1
		ЧН	C <sub>2</sub>	284	2,7	767	0,17	0,44	0,885	0,806	41	0,164	7	49,04	2	0
		ВН	C <sub>1</sub>	14	1,4	20	0,17	0,44	0,885	0,806	1	0,413	0	49,04	0	0
		ВН	C <sub>2</sub>	6	1,4	8	0,17	0,44	0,885	0,806	0,4	0,164	0	49,04	0	0
Итого по Т-VII горизонту:			C <sub>1</sub>								49		20		2	1
			C <sub>2</sub>									41		7		2
Т-VIII	Бурбайтал	ЧН	C <sub>1</sub>	335	10	3350	0,18	0,58	0,885	0,806	249	0,409	102	49,04	12	5
		ЧН	C <sub>2</sub>	284	10	2840	0,18	0,58	0,885	0,806	211	0,307	65	49,04	10	3
		ВН	C <sub>1</sub>	14	5	70	0,18	0,58	0,885	0,806	5	0,409	2	49,04	0	0
		ВН	C <sub>2</sub>	6	5	30	0,18	0,58	0,885	0,806	2	0,307	1	49,04	0	0
Итого по Т-VIII горизонту:			C <sub>1</sub>								254		104		12	5
			C <sub>2</sub>									213		66		10
Т-IX	Бурбайтал	ЧН	C <sub>2</sub>	619	1,9	1176	0,16	0,54	0,885	0,806	72	0,164	12	49,04	4	1
		ВН	C <sub>2</sub>	20	1	20	0,16	0,54	0,885	0,806	1	0,164	0	49,04	0	0
Итого по Т-IX г-ту:			C <sub>2</sub>								73		12		4	1
Итого по триасу Бурбайтал:			C <sub>1</sub>								341		140		16	6
			C <sub>2</sub>								327		85		16	4
Итого по альбу и триасу Каратобе-Бурбайтал:			C <sub>1</sub>								2623		684		46	13
			C <sub>2</sub>								2601		510		47	8

Таблица 1.8.3.1.2 – Подсчет геологических и извлекаемых запасов свободного газа месторождения Бурбайтал по состоянию изученности на 01.10.2022 г.

Гори зонт	Блок	Зона	Кате гория	Площадь газоносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средневз- вешенная газонасы- щенная толщина, м	Объем газонасы- щенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты, д. ед.		Пластовое давление		Поправка на температуру	Поправка на откл. от закона Бойля-Мариота		Коэфф. перевода техн.атм. в физ.	Геоло- гические запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	Коэффи- циент извлече- ния газа, доли. ед.	Извлека- емые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	
							Открытой пористости	Газонасы щенности	Начальное	Конечное		Начальная	Конечная					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Q+N	Жамбай	ЧГ	C <sub>2</sub>	21375	3	64125	0,28	0,8	8	1	0,956	1,15	1	0,97	109	0,72	79	
Итого по Q+N			C <sub>2</sub>												109		79	
А-I	ЮЗ	ГН	C <sub>2</sub>	574	2	1148	0,28	0,57	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	11	0,72	8	
	Итого по ЮЗ		C <sub>2</sub>													11		8
	Грабен	ЧГ	C <sub>1</sub>	210	5,9	1239	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	17	0,72	12	
		ВГ	C <sub>1</sub>	568	4	2272	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	32	0,72	23	
		ЧГ	C <sub>2</sub>	43	6,3	271	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	4	0,72	3	
		ВГ	C <sub>2</sub>	136	3,6	490	0,27	0,86	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	7	0,72	5	
	Итого по грабену		C <sub>1</sub>													49		35
			C <sub>2</sub>														11	
	Итого по А-I горизонту:			C <sub>1</sub>													49	
C <sub>2</sub>																	22	
А-II	ЮЗ	ГН	C <sub>1</sub>	36	0,8	29	0,26	0,6	57,2	1	0,956	1,15	1	0,97	0	0,72	0	
Итого по А-II горизонту:																0		0
Итого по альбу			C <sub>1</sub>													49		35
			C <sub>2</sub>														22	
K <sub>1п</sub>	Жамбай	ЧГ	C <sub>2</sub>	21375	2	42750	0,28	0,8	50	1	0,956	1,15	1	0,97	502	0,72	361	
Итого по K <sub>1п</sub>			C <sub>2</sub>													502		361
Т-III	Бурбайтал	ЧГ	C <sub>1</sub>	16	3,1	50	0,25	0,38	166,8	1	0,896	1,16	1	0,97	1	0,72	1	
		ВГ	C <sub>1</sub>	143	1,6	229	0,25	0,38	166,8	1	0,896	1,16	1	0,97	4	0,72	3	
Итого по Т-III			C <sub>1</sub>													5		4
Т-V	Бурбайтал	ЧГ	C <sub>1</sub>	665	1,8	1197	0,23	0,72	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	32	0,72	23	
		ЧГ	C <sub>2</sub>	470	1,7	799	0,23	0,72	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	21	0,72	15	
Итого по Т-V			C <sub>1</sub>													32		23
			C <sub>2</sub>														21	
Т-VI	Бурбайтал	ЧГ	C <sub>1</sub>	1504	23,8	35795	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	958	0,72	690	
		ВГ	C <sub>1</sub>	413	11,4	4708	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	126	0,72	91	
		ЧГ	C <sub>2</sub>	498	6,1	3038	0,25	0,66	166,8	1	0,869	1,16	1	0,97	81	0,72	59	
Итого по Т-VI			C <sub>1</sub>													1084		781
			C <sub>2</sub>														81	
Итого по триасу			C <sub>1</sub>													1121		808
			C <sub>2</sub>														102	
Итого по надсоли:			C <sub>1</sub>													1170		843
			C <sub>2</sub>														735	

### **1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы**

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным

отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

#### **1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород**

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения газа, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения

водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с длительной эксплуатацией месторождения, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

#### **1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы**

##### **1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта**

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;



- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными

потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние работ на почвенный покров можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв**

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Сеть стационарных постов (пункты мониторинга почв) на месторождении должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями действующими на территории Республики Казахстан.

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории месторождения охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

### **1.8.5 Оценка воздействия на растительность**

#### **1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние**

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что месторождение находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

#### **1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории**

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение

ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждениям, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).



При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

### 1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и

эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

## **1.8.6 Оценка воздействия на животный мир**

### **1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных**

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных

промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;

- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

*Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

*Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных**

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

#### **1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира**

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- ❖ стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- ❖ периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- ❖ мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

## **1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду**

### **1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий**

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проектируемых работах на месторождении, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные и тепловые излучения.

#### ***Акустическое воздействие***

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории. Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости,



звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.1.

**Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука**

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Необходимо учитывать, что в рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

### **Вибрация**

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс

двигателя и механических систем машин. Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) представлены в таблице 1.8.7.1.2.

**Таблица 1.8.7.1.2– Допустимые уровни вибрации**

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

### **Электромагнитное излучение**

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач. Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом

удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр. Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект. Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.3.

**Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения**

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5 (4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10 (8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20 (16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100 (80)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе

персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

### ***Тепловое излучение***

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м<sup>2</sup>. Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 1.8.7.1.3.

**Таблица 1.8.7.1.3 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн**

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м <sup>2</sup>
А	760...1500	100
В	1500...3000	120
С	3000...4500	150
	4500...10000	120

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

## **1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления**

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. На предприятии ведётся регулярный учёт видов, количества и происхождения образовавшихся, собранных, перевезённых, утилизированных или размещённых отходов, образовавшихся в процессе его деятельности. Документация по учёту отходов хранится в течение пяти лет.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Принципы единой системы управления заключается в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;

- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все емкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Компания не осуществляет сбор и переработку отходов от третьих лиц, у компании отсутствует полигон для захоронения отходов, все образуемые отходы временно складироваться в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Лимиты накопления отходов ТОО «Аскер Мунай» на 2023 год представлены в таблице 1.9.1.1.

**Таблица 1.9.1.1 – Лимиты накопления отходов ТОО «Аскер Мунай» на 2023 год**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
<b>Всего</b>	-	<b>18,353</b>
<b>В том числе отходов производства</b>	-	<b>1,763</b>
<b>Отходов потребления</b>	-	<b>16,59</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Лампы люминесцентные, ртутьсодержащие	-	0,043
Отработанные аккумуляторы	-	0,92
<b>Неопасные отходы</b>		
Отработанные шины	-	0,8
Коммунальные отходы	-	7,65
Пищевые отходы	-	8,94

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое являются:

**Черные металлы (Металлолом)** – Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе



по мере накопления. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **0,5 т/год**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

**Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)** - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **5,0 т/год**.

**Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)** - Образуются в процессе протирки деталей и механизмов и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится и утилизируется специализированной организацией на договорной основе.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где  $M_0$  – поступающее ориентировочное количество ветоши, 0,05 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масел,  $M = 0,12 * M_0$ ;

$W$  – нормативное содержание в ветоши влаги,  $W = 0,15 * M_0$ ;

$$M = 0,12 * 0,05 = 0,006.$$

$$W = 0,15 * 0,05 = 0,0075.$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,05 + 0,006 + 0,0075 = \mathbf{0,0635 \text{ т/год}}.$$

**Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)**

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

$$M = N * m, \text{ т/год}$$

где:  $N$  – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

$n$  – количество работающих ламп (300 шт.);

$T$  – время работы лампы в году (4800 час);

Тр – нормативный срок службы лампы, час. (7000 час);

Средний вес одной лампы – 210 гр.

$N = 300 \cdot 4800 / 7000 = 206$  шт/год.

Масса отработанных ламп составит:

$M = 206 \cdot 0,00021 = 0,0433$  т/год

**Смешанные коммунальные отходы (ТБО)** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. ТБО характеризуются следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимы в воде.

Количество образования ТБО определяется по формуле:  $M = p \cdot m \cdot q$ ;

где:  $p$  – норма накопления отходов на одного человека в год, -  $1,06 \text{ м}^3/\text{год}$ ;

$m$  – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 51 человек;

$q$  – удельный вес ТБО -  $0,25 \text{ т}/\text{м}^3$ .

$M = 1,06 \cdot 51 \cdot 0,25 = 13,515$  т/год.

**Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)** образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи).

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет -  $0,0001 \text{ м}^3$  при средней плотности  $0,30 \text{ т}/\text{м}^3$ .

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$M_{п.о} = 0,0001 \cdot m \cdot N \cdot k$ ; где:

$M_{п.о}$  – количество образования пищевых отходов, т/год;

$m$  – количество человек, посещающих столовую;

$N$  – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

$k$  – количество дней работы столовой в году.

$M_{п.о} = 0,0001 \cdot 51 \cdot 4 \cdot 365 = 7,4460 \text{ м}^3/\text{год} = 2,2338 \text{ т}/\text{год}$ .

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.2.

**Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Бурбайтал надсолевое**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	-	<b>21,3556</b>
в том числе отходов производства	-	<b>5,6068</b>
отходов потребления	-	<b>15,7488</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	-	0,0433
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635
<b>Неопасные отходы</b>		
Черные металлы (металлолом)	-	0,5
Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)	-	5,0
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	-	2,2338
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	13,515
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

В рамках «Проекта разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Строительство разведочных скважин №408, №409, №411 проектной глубиной 800 м на площади «Каратобе-Бурбайтал»» составит:

- При строительстве скважины (в совокупности работ буровых установок ZJ-20 (период бурения и крепления) и А-50 (период испытания)) – **3707,08105** тонн.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительства скважин на месторождении Бурбайтал будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д., а также будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления для объектов ТОО «Аскер Мунай»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» принципами управления отходами.

ТОО «Аскер Мунай» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

### **1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления**

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения

тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения. Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

Компания не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления своевременно (по мере накопления) вывозятся на договорной основе сторонним предприятиям.

Все складироваемые отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

### 1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.
- ❖ V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- ❖ промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- ❖ отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается: тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.



Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут храниться в контейнерах при температуре 0 °С и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

#### **1.9.4 Программа управления отходами**

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «Аскер Мунай» была разработана «Программа управления отходами для Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на период с 01.01.2023 г. до 31.12.2023 гг» на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Основными целями разработки Программы управления отходами являются: достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения; минимизация объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Программа управления отходами призвана уменьшить ущерб, наносимый опасными отходами окружающей среде, улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку на самом предприятии, и на этой основе повысить показатели здоровья местного населения, обеспечить достижение качественной динамики роста показателей качества окружающей среды области.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 этапов технологического цикла отходов:

*1 этап* – появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

*2 этап* – сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

*3 этап* – идентификация отходов, которая может быть визуальной;

*4 этап* – сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

*5 этап* – паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

*6 этап* – упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

*7 этап* – складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

*8 этап* – хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап – утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках.

Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- ❖ расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии;
- ❖ сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов;
- ❖ вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам;
- ❖ оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- ❖ регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- ❖ составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- ❖ заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

В компании планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Основным количественным показателем является 100 % передача образованных отходов.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств компании. Компания придерживается системы активного снижения негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровья населения, учитывая внедрение прогрессивных малоотходных технологий, достижений наилучшей науки и практики.

## **2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

### **2.1 Социально-экономические условия региона**

Территория проведения проектируемых работ расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Социально-экономическая структура Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

**Атырауская область** расположена на западе республики, образована в 1938 году (до 1992 г. именовалась Гурьевской областью).

Атырауская область занимает территорию 118,6 тыс. км<sup>2</sup>. Протяженность границы с севера на юг 350 км, с запада на восток – более 600 км. На западе граничит с Астраханской областью Российской Федерации, на севере с Западно-Казахстанской, на востоке – с Актюбинской и на юго-востоке доходит до северной части плато Устюрт Мангистауской области и омывается водами Каспийского моря. В состав области входят город Атырау, город Кульсары и 7 административных районов: Курмангазинский, Исатайский, Махамбетский, Индерский, Кзылкогинский, Макатский и Жылыойский. Всего в области 204 населенных пункта, в том числе: 2 города, 13 поселков, 178 сел и аулов, 11 ж/д разъездов и станций.

По территории Атырауской области проходят важнейшие железнодорожные и автомобильные магистрали.

Главными железнодорожными линиями являются:

- ❖ Атырау-Октябрьск;
- ❖ Атырау-Курмангазы (Ганюшкино) - Астрахань;
- ❖ Макат-Кульсары-Бейнеу.

Внутрирегиональные перевозки пассажиров и грузов осуществляются, главным образом, автомобильным транспортом по автодороге республиканского значения Доссор – Кульсары– Сарыкамыс – Прорва, к которой примыкают автодороги областного и местного значения. Общая протяженность железных дорог области составляет 1125 км.

Республиканские дороги составляют 993 км., общая протяженность автомобильных дорог местного значения - 1994 км, из которых 553 км. – грунтовые. При общей протяженности 4990 км. дорожная сеть хозяйственного значения составляет 64,5 % областной сети.

Воздушный транспорт обслуживается в международном аэропорту областного центра, а также неклассифицированных аэропортах Кульсары, Сарыкамыс, Тенгиз местных воздушных линий. Трассы трубопроводного транспорта, проходящие по территории региона, составляют более 1500 км.

Основу экономики региона составляет нефтедобыча. Крупнейшими предприятиями Атырауской области являются:

- ✓ ТОО «Тенгизшевройл» - производство сырой нефти, сжиженного углеводородного газа (СУГ), серы и осушенного газа.
- ✓ Производственный филиал «ЭмбаМунайГаз» АО Разведка Добыча «КазМунайГаз».
- ✓ Атырауский нефтеперерабатывающий завод.
- ✓ НКОК (North Caspian Operating Company).

## **2.2 Социально – экономическое положение региона**

### ***Численность и миграция населения***

Численность населения области на 1 апреля 2023 г. составила 696,3 тыс. человек, в том числе городского – 384,1 тыс. человек (55,2%), сельского – 312,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 апреля 2022 года увеличилась на 3,8%.

В январе-марте 2023 г. по сравнению с январем-мартом 2022 г. число прибывших в Атыраускую область уменьшилось на 8,1%, выбывших из области на 13%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 95% и 52% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 220 человек.

### ***Доходы населения***

В IV квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения (по оценке) составили 341293 тенге, что на 31,2% выше, чем в IV квартале 2021г., реальные денежные доходы за указанный период увеличились на 10,4%.

### ***Численность наемных работников на предприятиях и организациях***

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в I квартале 2023г. составила 224754 человека, из них на крупных и средних предприятиях – 188035 человек.

В I квартале 2023 г. на предприятия было принято 18936 человек. Выбыло по различным причинам 17973 человека. Отработано одним работником 464,7 часа.

На конец I квартала 2023 г. на предприятиях были не заполнены 1635 вакантных мест (0,7% к численности наемных работников).

В уполномоченные органы по вопросам занятости в поисках работы (по данным Управления координации занятости и социальных программ) в апреле 2023г. обратились 3436 человек, из них сельских жителей – 1406 человек. Официально зарегистрировано в органах занятости в качестве безработных 19917 человек (доля зарегистрированных безработных – 5,8%).

#### ***Оплата труда на предприятиях и организациях***

В I квартале 2023г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 618420 тенге.

С 1 января 2023г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

#### ***Статистика цен***

В прошедшем месяце повышение цен было отмечено на рис на 4,7%, кондитерские изделия - на 3%, рыбу и морепродукты - на 2,2%, фрукты и овощи - на 2,1%, чай - на 1,8%, макаронные изделия - на 1,6%, молочные продукты - на 1%, табачные изделия - на 0,8%, алкогольные напитки - на 0,6%, муку пшеничную высшего сорта - на 0,4%, крупы, мясо - по 0,3%.

В апреле 2023 г. индекс цен предприятий-производителей по сравнению с предыдущим месяцем понизился на добычу сырой нефти на 2,4%.

Индекс цен на реализованную продукцию сельского хозяйства в апреле 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем составил 100,1%. Индекс цен на скот и птицу составил 100,3%.

В апреле 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены приобретения строительными организациями повысились на портландцемент на 1,9%, песок строительный - на 1%. В апреле 2023 г. повышение цен отмечено на продукцию промежуточного потребления на 6%.

В апреле 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта составил 99,6%.

#### ***Валовой региональный продукт***

В структуре ВРП за январь-декабрь 2022 г. производство товаров составило 60,6%, производство услуг – 39,4%. Основную долю в производстве ВРП занимает промышленность 52,8%.



### ***Статистика инвестиций***

Преобладающими источниками инвестиций в январь-апрель 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 897,8 млрд. тенге.

В январе-апреле 2023 г. по сравнению с январем-апрелем 2022 г. наблюдается увеличение на 19,5% инвестиционных вложений, направленных на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-апреле 2023 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (87,2%), обрабатывающую промышленность (4,3%), транспорт и складирование (3,9%) и операции с недвижимым имуществом (2,4%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-апрель 2023г. составил 822,3 млрд. тенге.

### ***Статистика внутренней торговли***

Оборот розничной торговли за январь-апрель 2023 г. составил 138639,2 млн. тенге или 101,6% к уровню соответствующего периода 2022 г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 17,5%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках снизилась на 26,4% по сравнению с январем-апрелем 2022г.

На 1 мая 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 40146,7 млн. тенге, в днях торговли – 60 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,5%, непродовольственных товаров – 71,5%. Объем реализации продовольственных товаров уменьшился по сравнению с январем-апрелем 2022г. на 17,9%, непродовольственных увеличился на 12,5%.

Оборот оптовой торговли за январь-апрель 2023г. составил 1802888 млн. тенге или 77,1% к уровню соответствующего периода 2022г. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (98,7%).

### ***Статистика внешней и взаимной торговли***

В январе-марте 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 91,7 млн. долларов США (по сравнению с январем-мартом 2022 г. в номинальном выражении уменьшилась на 2,2%).

Экспорт со странами ЕАЭС составил 22,3 млн. долларов США или на 5,5% больше, чем в январе-феврале 2022г., импорт – 69,4 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшилась на 4,4%.

#### ***Статистика сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства***

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-апреле 2023г. составил 22922 млн. тенге, в том числе валовая продукция животноводства – 21413,3 млн. тенге, валовая продукция растениеводства 719,8 млн. тенге.

#### ***Статистика промышленного производства***

В январе-апреле 2023г. промышленной продукции произведено на 3736578 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 3449741 и 231865 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 38033 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 16938 млн. тенге.

#### ***Статистика строительства***

В январе-апреле 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 269,1 млрд. тенге. Наибольший объем работ за январь-апрель 2023г. выполнен на изоляционные работы (72 млрд. тенге), строительстве нежилых зданий (55,3 млрд. тенге), пуск и наладка смонтированного оборудования (43,7 млрд. тенге), строительство нефтяных и газовых магистральных трубопроводов (21 млрд. тенге), строительство прочих инженерных сооружений (11,7 млрд. тенге), строительство трубопроводов для систем водоснабжения и канализации, прочих трубопроводов (7,4 млрд. тенге), строительство водных сооружений (4,6 млрд. тенге), автомагистралей, улиц, дорог (4,3 млрд. тенге).

Объем строительно-монтажных работ в январе-апреле 2023г. по сравнению с январем-апрелем 2022г. увеличился на 17,4% и составил 265,1 млрд. тенге.

В январе-апреле 2023г. на строительство жилья направлено 21,1 млрд. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 2,4%.

В январе-апреле 2023г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 28,6% и составила 167,7 тыс.кв.м, из них в индивидуальных домах уменьшилась – на 13,9% (137,1 тыс. кв.м.), при этом в многоквартирных домах 16,3 тыс. кв.м.

В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 9,7%, индивидуальных – 81,8%. Средние фактические затраты на строительство 1 кв.метра общей площади жилья выросли на 26,2%.

### ***Статистика транспорта***

Грузооборот за январь-апрель 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года уменьшился на 8,1%. Наблюдается увеличение грузооборота железнодорожного транспорта за январь-апрель 2023 г. по сравнению с январем-апрелем 2022 г. на 11,3%.

Пассажиروоборот в январе-апреле 2023 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился в 1,5 раза. В январе-апреле 2023г. по сравнению с январем-апрелем 2022г. пассажирооборот на воздушном транспорте увеличился в 2 раза.

### ***Статистика связи***

Увеличение доходов от услуг связи в январе-апреле 2023 г. связано с повышением услуг Интернета и телекоммуникационных прочих услуг, удельный вес которых составил 41,7% и 37% от общего объема услуг связи соответственно.

### ***Малое и среднее предпринимательство***

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г.Атырау (69,9%) от общего количества, Жылыойском (11,4%), Курмангазинском (4,4%) районах.

При этом, значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в г. Атырау (20,8%), Курмангазинском (17,8%) и Махамбетском (14,9%) районах.

### ***Финансы крупных и средних предприятий***

За IV квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составил 1490609,9 млн. тенге. На 1 января 2023 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области снизилась по сравнению с данными на 1 января 2022г. на 17,6% и составила 25570,2 млн. тенге.

## ***Социально-экономическое развитие Курмангазинского района***

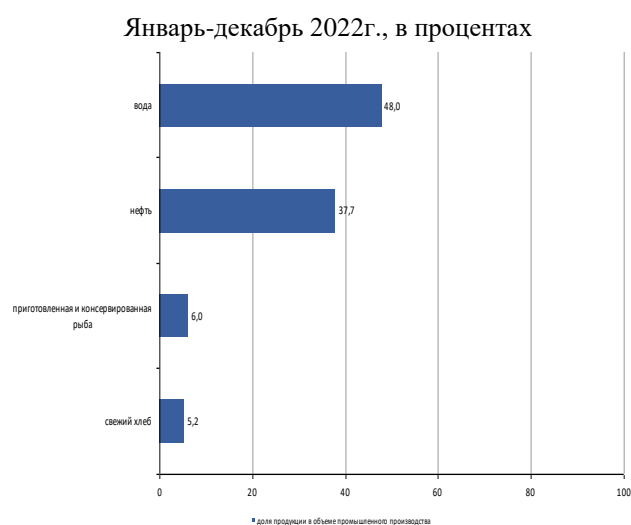
---

### ***Социальное развитие***

Население, человек (на 01.12.2022 г. *)	56110
Родившиеся, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	1185
Умершие, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	396
Прибыло, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	908
Выбыло, человек (январь-ноябрь 2022 г.)	1664
Заработная плата, тенге (январь-сентябрь 2022 г.)	227201

### Реальный сектор экономики

Показатели	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в процентах	Январь-декабрь 2021г. к январю-декабрю 2020г., в процентах
Промышленность	97,7	118,4
Сельское хозяйство	101,3	101,5
Строительство	42,3	69,4
Розничная торговля	100,4	101,2



### Сельское хозяйство

Показатели	Январь-декабрь 2022 г.	В % к соответствующему периоду предыдущего года
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе), тонн	12951,5	101,0
Надоемо молока коровьего, тонн	12326,0	101,0
Получено яиц куриных, тыс. штук	152,2	100,5

### **2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона**

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Атырауской области, остается стабильной.

*Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями в январе-декабре 2022 года.*

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 1005,52 случаев на 100000 населения, другие уточненные бактериальные кишечные инфекции – 12,91, туберкулез органов дыхания - 53,73, сифилис – 6,45.

За анализируемый период текущего года (январь-декабрь 2022 года) подтверждено 12198 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 218 случая, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

*В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:*

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

### **3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Формирование вариантов при разработке «Проекта разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» основывается на сравнительной технико-эколого - экономической оценке вариантов разработки. Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Бурбайтал надсолевое приведены в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Бурбайтал надсолевое**

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант
Проектный период (расчетный), годы	2023-2054	2023-2052	2023-2052
Режим разработки месторождения	на режиме истощения пластовой энергии и поддержание пластового давления путем закачки воды	на режиме истощения пластовой энергии и поддержание пластового давления путем закачки воды	на режиме истощения пластовой энергии и поддержание пластового давления путем закачки воды
Прибыльный период, годы	2023-2052	2023-2048	2023-2050
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	2025 год – 12,1	2027 год – 53,3	2027 год – 57,5
Общий объем добычи газа, млн. м <sup>3</sup>	2025 год – 61,72	2027 год – 73,529	2027 год – 70,13
Общее количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, шт.	38	58	64
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2025 год – 51,88408	2027 год – 117,136861	2027 год – 136,114016
Капитальные вложения, млн.долл.	20,7	39,7	49,1
Эксплуатационные затраты, млн.долл.	131,4	254,0	345,3
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	4,9	23,3	19,5
Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	42,1	104,5	97,0
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.долл.	74,2	171,8	183,3
Коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,088	0,261	0,310
Коэффициент извлечения газа (КИГ), доли ед.	0,667	0,721	0,721

В период эксплуатации месторождения Бурбайтал надсолевое основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении Бурбайтал надсолевое являются смесь углеводородов предельных C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, смесь углеводородов предельных C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, диоксид азота, углерода оксид и метан.

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Бурбайтал надсолевое приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.

Приведенные в сравнительной таблице 3.1 данные показывают, что предполагаемые максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 3 варианта разработки месторождения, что связано с максимальным объемом добычи нефти и количества источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.



При этом согласно технико-экономическим показателям, наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 79,1% больше, чем в первом варианте и на 16,2% больше, чем в третьем варианте. Наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 59,8% больше, чем в первом варианте и на 7,2% больше, чем в третьем варианте.

Также в соответствии с данными таблицы 3.1, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки месторождения, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 2 вариант разработки является наиболее эффективным с экономической точки зрения.

Однако сравнение КИН и КИГ за рентабельный период показывает, что по месторождению во 2 и 3 расчетных вариантах разработки обеспечиваются более высокие коэффициенты извлечения нефти (КИН) и газа (КИГ), составляя при этом по второму (КИН- 0,261 доли ед., КИГ - 0,721 доли ед.) и по третьему варианту – (КИН- 0,310 доли ед., КИГ - 0,721 доли ед.). Низкими коэффициентами извлечения нефти и газа характеризуется 1 вариант (КИН- 0,088 доли ед., КИГ - 0,667 доли ед.).

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения, так и по 1 и 3 вариантам разработки.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

### **3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта**

Сравнение основных экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 3.1.1.

**Таблица 3.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта**

№	Наименование показателей	Расчетный период с учетом инфляции			Прибыльный период с учетом инфляции		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2023-2054	2023-2052	2023-2052	2023-2052	2023-2048	2023-2050
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	201,8	688,4	811,9	201,8	656,3	785,9
3	Суммарная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	848,3	856,8	859,0	830,2	856,3	858,5
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	200,8	685,0	807,8	200,8	653,1	782,0
5	Суммарная продажа товарного газа, млн.м <sup>3</sup>	650,5	642,5	657,8	640,6	642,5	657,8
6	Суммарная продажа пропанбутановой фракции, тыс.тонн	32,3	32,6	32,6	31,6	32,6	32,6
7	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн. долл.	203,8	442,2	510,4	201,5	419,9	492,0
7.1	Суммарная выручка от реализации нефти, млн.долл.	104,9	347,5	417,4	104,9	325,1	399,0
7.2	Суммарная выручка от реализации товарного газа, млн.долл.	81,7	78,0	76,9	79,9	78,0	76,9
7.3	Суммарная выручка от реализации пропанбутановой фракции, млн.долл.	4,7	4,6	4,4	4,6	4,6	4,4
7.4	Суммарная выручка от реализации ШФЛУ, млн.долл.	12,6	12,6	11,7	12,2	12,2	11,7
8	Эксплуатационные затраты, млн.долл., в том числе:	134,5	278,7	364,9	131,4	254,0	345,3
8.1	НДПИ, млн.долл.	14,9	25,3	28,1	14,6	24,3	27,2
8.2	Налог на имущество, млн. долл.	3,4	5,4	6,2	3,4	5,4	6,2
8.3	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	4,8	16,0	19,3	4,8	15,0	18,4
8.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.долл.	11,0	36,3	43,7	11,0	33,8	41,6
8.5	Рентный налог, млн.долл.	15,2	49,0	59,9	15,2	45,0	56,5
9	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	167,9	225,7	269,8	167,3	213,0	261,5
10	Капитальные вложения, млн.долл.	20,7	39,7	49,1	20,7	39,7	49,1
11	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	67,8	148,3	124,4	68,4	151,1	125,4
12	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	13,7	30,2	25,1	13,7	30,2	25,1
13	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	14,4	31,2	24,5	14,4	31,2	24,5
14	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	41,3	102,1	95,9	42,1	104,5	97,0
15	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	4,8	23,2	19,5	4,9	23,3	19,5
16	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	14,3	28,7	23,3	14,3	28,7	23,3
17	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	9	5	7	9	5	7
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн. долл.	74,6	179,6	189,8	74,2	171,8	183,3
19	КИН, доли ед.	0,088	0,273	0,320	0,088	0,261	0,310
20	КИГ, доли ед.	0,721	0,721	0,721	0,667	0,721	0,721

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 30 лет (2023-2054 гг.);



2 вариант – 30 лет (2023-2052 гг.);

3 вариант – 28 лет (2023-2052 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период составил:

1 вариант – 30 лет (2023-2052 гг.);

2 вариант – 26 лет (2023-2048 гг.);

3 вариант – 28 лет (2023-2050 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 201,8 тыс. тонн;

2 вариант – 656,4 тыс. тонн;

3 вариант – 785,9 тыс. тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 69,3 % больше, чем в первом варианте и на 19,7 % меньше, чем в третьем варианте.

Суммарный объем добычи газа, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 830,2 млн. м<sup>3</sup>;

2 вариант – 856,3 млн. м<sup>3</sup>;

3 вариант – 858,5 млн. м<sup>3</sup>.

Суммарный объем добычи газа во втором варианте на 3,1% больше, чем в первом варианте и на 0,3 % меньше, чем в третьем варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 201,5 млн. долл.;

2 вариант – 419,9 млн. долл.;

3 вариант – 492,0 млн. долл.

Суммарная выручка во втором варианте на 52,0 % больше, чем в первом варианте и на 17,2 % меньше, чем в третьем варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 131,4 млн. долл.;

2 вариант – 254,0 млн. долл.;

3 вариант – 345,3 млн. долл.

Эксплуатационные затраты во втором варианте на 48,3 % больше, чем в первом варианте и на 36,0 % меньше, чем в третьем варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 20,7 млн. долл.;

2 вариант – 39,7 млн. долл.;

3 вариант – 49,1 млн. долл.

Объем инвестиций во втором варианте на 48,0 % больше, чем в первом варианте и на 23,5 % меньше, чем в третьем варианте.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции за прибыльный период, с учетом инфляции, по вариантам составляют:

1 вариант – 167,3 долларов/тонну;

2 вариант – 213,0 долларов/тонну;

3 вариант – 261,5 долларов/тонну.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции во втором варианте на 21,5 % больше, чем в первом варианте и на 22,8 % меньше, чем в третьем варианте.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 74,2 млн. долл.;

2 вариант – 171,8 млн. долл.;

3 вариант – 183,3 млн. долл.

Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 56,8 % больше, чем в первом варианте и на 6,7 % больше, чем в третьем варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 14,3 %;

2 вариант – 28,7 %;

3 вариант – 23,3 %.

Значение ВНП по вариантам больше 10 %, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 42,1 млн. долл.;

2 вариант – 104,5 млн. долл.;

3 вариант – 97,0 млн. долл.

Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 59,8% больше, чем в первом варианте и на 7,2% больше, чем в третьем варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 4,9 млн. долл.;

2 вариант – 23,3 млн. долл.;

3 вариант – 19,5 млн. долл.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10%, приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 79,1% больше, чем в первом варианте и на 16,2% больше, чем в третьем варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,088 доли ед.;

2 вариант – 0,261 доли ед.;

3 вариант – 0,310 доли ед.

Коэффициент извлечения газа, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 0,667 доли ед.;

2 вариант – 0,721 доли ед.;

3 вариант – 0,721 доли ед.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

– наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 79,1% больше, чем в первом варианте и на 16,2% больше, чем в третьем варианте;

– наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 59,8% больше, чем в первом варианте и на 7,2 % больше, чем в третьем варианте.

Таким образом, **второй вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.**

## 4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Бурбайтал надсолевое для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три расчётных варианта*, отличающиеся плотностью сетки и количеством скважин.

### 4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2023-2054 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2052 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2052 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2023-2052 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2048 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2050 гг.

### 4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки месторождения Бурбайтал надсолевое в 1-м, во 2-м и 3-м варианте разработки нефтяных залежей планируется разрабатывать месторождение на режиме истощения пластовой энергии, а также поддержание пластового давления путем закачки воды. Газовые залежи месторождения планируется разрабатывать на режиме истощения пластовой энергии.

### 4.3 Различная последовательность работ

В «Проекте разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г» рассмотрено по 3 варианта разработки, из которых рекомендуемым является 2 вариант разработки нефтяных и газовых залежей месторождения.

**Первый вариант нефтяных объектов** предусматривает разработку I нефтяного объекта (горизонт А-I ЮЗ) с поддержанием пластового давления с законтурной закачкой воды путём перевода для нагнетания из бездействующего фонда 1 скважины законтурной (Т-4), остальные объекты разрабатываются на естественном режиме истощения пластовой энергии. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом скважин – 8 ед.

(Т-1, Т-2, Т-7, Т-9, 402, 403, 408, 409) и бурением одной проектной добывающей скважины на III объект (горизонт Т-I, Сев. крыло). По III объекту рассчитан 1 вариант, который участвует во всех вариантах при суммировании технологических показателей по месторождению в целом.

**Второй вариант (рекомендуемый).** Выполнен на основе первого и предусматривает уплотнение сетки скважин нефтяных объектов относительно 1 варианта дополнительным бурением 20 добывающих, из них: на I объект – 10 добывающих; на II объект – 8 добывающих; на IV объект – 2 добывающие.

В целях усиления системы поддержания пластового давления (ППД) в 2029-2031 годах запланирован перевод в нагнетательный фонд 2-х добывающих скважин на I объекте. Кроме того, по данному варианту в 2025 г. предусмотрен перевод 2 скважин (402, 403) после прекращения добычи нефти на добычу свободного газа триасовых горизонтов (объекты III и IV).

**Третий вариант** аналогичен второму варианту нефтяных объектов по организации ППД на I объекте, но с уплотнением сетки путем бурения 2-х добывающих скважин по I объекту, 4-х добывающих скважин по II объекту и 2-х добывающих скважин по IV объекту относительно второго варианта.

Ниже приведены характеристики вариантов разработки газовых объектов:

**Первый вариант газовых объектов** предусматривает разработку V объекта 1 скважиной, которая будет введена после бурения в 2025 г. VI объект будет эксплуатироваться существующими скважинами 401, 403 и бурением 1-й новой добывающей скважины 404, которая вводится в 2025 г. на VI объект (Т-V и Т-VI (северного крыла), при этом 404 скважина решает попутно задачи доразведки триасовых залежей северного крыла (Т-VII, Т-VIII и Т-IX).

#### **V объект (газовая залежь горизонта А-I юго-западного крыла)**

Вариант разработки предусматривает ввод из бурения 1 (413) эксплуатационной скважины в 2025 г. для дренирования 35 млн.м<sup>3</sup> газа категории С<sub>1</sub> на ЮЗ крыле. Этот газ будет дренироваться до 2039 года в одной скважине, с начальным дебитом 20 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Добытый газ добавляется к общему потоку газа (триасовый газ, подсолевой газ и попутный нефтяной газ).

#### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г. и бурением 1-й новой добывающей скважины 404, которая



вводится в 2025 г.

### **VII Возвратный объект (газовая залежь горизонта Т-III).**

Вариант разработки предусматривает перевод одной скважины (402) из нефтяного фонда на газовый горизонт в 2026 г. Извлекаемые запасы в количестве 4 млн.м<sup>3</sup> вырабатываются за год.

### **2 вариант (рекомендуемый)**

#### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г., а также бурение и ввод в разработку 2-х новых скважин (1 (404) – в 2025 г. и 1 (406) – в 2027 г.).

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин составит 4 единицы.

### **3 вариант**

#### **VI объект (газовые залежи горизонтов Т-V и Т-VI северного крыла).**

Вариант разработки предусматривает ввод в разработку 2 ранее пробуренных добывающих скважин (401, 403), из них перевод одной (403) скважины из нефтяного фонда на газовые горизонты в 2025 г., а также бурение и ввод в разработку 4-х новых скважин (1 (404) – в 2025 г., 1 (406) – в 2027 г., 1 (407) – в 2028 г., 1 (430) – в 2029 г.).

Таким образом, максимальный фонд добывающих скважин по варианту 3 составит 6 единиц.

## **4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели**

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Бурбайтал надсолевое для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;

- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

**Размещение всех объектов системы сбора будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.**

#### **4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)**

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

#### **4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)**

В период реализации проекта предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию добывающих нефтяных и газовых скважин по рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – Нефтяные залежи (2025 год, количество скважин – 1 ед.). Газовые залежи (2025 год, количество скважин – 2 ед.);
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – Нефтяные залежи (2024-2027 гг, количество скважин – 21 ед.). Газовые залежи (2025-2027 гг, количество скважин – 3 ед.);

- 3 вариант разработки – Нефтяные залежи (2024-2028 гг, количество скважин – 29 ед.). Газовые залежи (2025-2029 гг, количество скважин – 5 ед.).

Все операции по строительству скважин будут осуществляться в соответствии с отдельными Техническими проектами на строительство скважин.

#### **4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)**

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклиальным понижением в сторону Каспийского моря. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

#### **4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду**

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

## **5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

В 2020 г. был утвержден «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.07.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК №2150-20-П от 29.01.2020 г.).

В целом по месторождению Бурбайтал, согласно Протоколу ГКЗ РК, на Государственный баланс РК приняты (геологические/извлекаемые) запасы нефти по категории  $C_1$  в количестве 2623/787 тыс.т., по категории  $C_2$  в количестве 2637/756 тыс.т., запасы растворенного газа по категории  $C_1$  – 47/13 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 50/12 млн.м<sup>3</sup>, запасы свободного газа по категории  $C_1$  – 1133/851 млн.м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 177/133 млн.м<sup>3</sup>.

При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, в частности, девонские отложения;
- отобрать пробы пластовой воды, выполнить анализ;
- провести дополнительные газоконденсатные исследования;
- предусмотреть отбор и исследования глубинных проб нефти Т-I, Т-VII, Т-VIII, Т-IX и А-II горизонтов;
- доизучить запасы категории  $C_2$  с целью перевода в категории  $C_1$ .

На основе Оперативного подсчета запасов в 2020 г. был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) с целью получения достоверной информации об условиях залегания углеводородов и подтверждения оперативных запасов нефти, накопления данных на уточнение геолого-физических характеристик и продуктивности скважин, которые необходимы для дальнейшего проектирования промышленной разработки месторождения. «Проект пробной эксплуатации месторождения Бурбайтал» (ППЭ) был рассмотрен и утвержден ЦКРР (Протокол № 5/5 от 09.10.2020 г.).

По итогам реализации ППЭ и накопленной фактической информации по скважинам и по данным интерпретации данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам в 2022 году был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.). Основанием для составления, которого послужило окончание срока разведки по Контракту № 1280 и необходимость перехода на промышленный этап разработки месторождения.

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

Всего по месторождению выделено 16 продуктивных горизонтов (пластов) в надсолевых и подсолевых отложениях, из них:

*Надсолевые:*

- в отложениях неогена N (на восточном крыле купола Жамбай)
- в альбских отложениях А-I, А-II (на юго-западном и северо-восточном крыльях и в грабене купола Бурбайтал и на южной части западного крыла купола Каратюбе);
- в отложениях неокома K<sub>1n</sub> (на восточном крыле купола Жамбай)
- в триасовых отложениях - Т-I, Т-III, Т-V, Т-VI, Т-VII, Т-VIII, Т-IX (на северном крыле), из них горизонты N, K<sub>1n</sub>, Т-III, Т-V, Т-VI – газовые, остальные нефтяные.

В *подсолевом* разрезе выделены газовые продуктивные горизонты:

- в девонских отложениях Д-II, Д-I;
- в отложениях карбона С-II, С-I;
- в пермских отложениях Р-I

***В целом по надсолевому комплексу Бурбайтал:***

*нефти:*

геологические по категории C<sub>1</sub>- 2623 тыс.т., извлекаемые – 684 тыс.т.,  
геологические по категории C<sub>2</sub>– 2601 тыс.т., извлекаемые – 510 тыс.т.;

*растворенного газа:*

геологические по категории C<sub>1</sub> – 46 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые - 13 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории C<sub>2</sub> – 47 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 8 млн.м<sup>3</sup>;

*свободного газа:*

геологические по категории C<sub>1</sub> – 1170 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 843 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории C<sub>2</sub> – 735 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 530 млн.м<sup>3</sup>

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал выполнен настоящий «Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г».

В «Проекте разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Бурбайтал надсолевое основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно рекомендациям

методического руководства по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и законов РК.

При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования добывающих скважин в период ведения разработки необходимо проводить соответствующие уточнения технологических показателей.

Для эксплуатации месторождения Бурбайтал надсолевое рассмотрены **три варианта разработки нефтяных и газовых залежей**, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки нефтяных и газовых залежей является наиболее эффективным.**

#### **5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления**

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 2 (рекомендуемый) вариант разработки нефтяных и газовых залежей и принятые проектные решения.

#### **5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды**

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;

- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

### **5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности**

«Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

В 2022 году по интерпретации данных сейсморазведки 3Д в совокупности со всем промыслово-геофизическим материалом по пробуренным скважинам был составлен отчет «Подсчет запасов углеводородного сырья в надсолевых и подсолевых отложениях месторождения Бурбайтал» по состоянию изученности на 01.10.2022г., запасы которого утверждены ГКЗ РК (Протокол № 2534-23-У от 02 марта 2023 г.).

Подсчет начальных геологических запасов нефти и растворенного газа произведен объемным методом.

#### ***В целом по надсолевому комплексу Бурбайтал:***

##### **нефти:**

геологические по категории  $C_1$  – 2623 тыс.т., извлекаемые – 684 тыс.т.,  
геологические по категории  $C_2$  – 2601 тыс.т., извлекаемые – 510 тыс.т.;

##### **растворенного газа:**

геологические по категории  $C_1$  – 46 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые - 13 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории  $C_2$  – 47 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 8 млн.м<sup>3</sup>;

##### **свободного газа:**

геологические по категории  $C_1$  – 1170 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 843 млн.м<sup>3</sup>;  
геологические по категории  $C_2$  – 735 млн.м<sup>3</sup>, извлекаемые – 530 млн.м<sup>3</sup>;

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Бурбайтал надсолевое выполнен «Проект разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.».

В «Проекте разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена



геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, представлена концептуальная техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

#### **5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту**

Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое является ТОО «Аскер Мунай». Месторождение Бурбайтал находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

В административном отношении территория месторождения Бурбайтал надсолевое расположена в Курмангазинском районе, Атырауской области, Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от минус 16,5 до минус 26,5 м с общим моноклинальным понижением в сторону Каспийского моря. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур.

Водоснабжение месторождения Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» для хоз-бытовых и технических нужд будет осуществляться с помощью водовозов с разезда 8 км ж/д Атырау-Астрахань.

Бутилированная питьевая вода будет доставляться автотранспортом из города Атырау. Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках

используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком. Качество воды для работающего персонала должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

#### **5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту**

Законных интересов населения на территорию нет, так как месторождение Бурбайтал надсолевое контрактной территории ТОО «Аскер Мунай» находится на удаленном расстоянии от жилой зоны. ТОО «Аскер Мунай» является Недропользователем месторождения Бурбайтал надсолевое. Месторождение Бурбайтал надсолевое находится в пределах блоков XXVII-6-F (частично); XXVIII-6-C (частично), XXVII-7-D (частично), XXVIII-7-A (частично), в Атырауской области Республики Казахстан.

Территория проведения работ расположена в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Местность представляет собой пустынную слабохолмистую равнину. Территория обжита крайне слабо. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют.

Месторождение Бурбайтал надсолевое расположено в 230 км на север от областного центра г.Атырау и в 20 км от поселка Курмангазы. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань, которая в настоящее время находится на реконструкции.

## **6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности**

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- ❖ исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- ❖ определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- ❖ создание рынка рабочих мест;
- ❖ инвестиционные вложения;
- ❖ создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ❖ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ❖ консультации с заинтересованными сторонами;
- ❖ переговоры;
- ❖ процедуры урегулирования конфликтов;
- ❖ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ❖ конкуренция за рабочие места;
- ❖ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ❖ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ❖ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ❖ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ❖ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы

не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

## **6.2 Биоразнообразие**

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

## **6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)**

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся

источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

#### **6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)**

В гидрогеологическом отношении месторождение Бурбайтал расположено крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна.

По состоянию на 01.01.2023 года для изучения свойств и состава воды надсолевого комплекса месторождения Бурбайтал, были отобраны и проанализированы 3 пробы из 2-х скважин: Т-1 и 402, из них 1 проба представляет собой пластовая вода, по двум пробам состав изменен и не отражает начальных свойств пластовой воды. Анализы проб воды получены из юрских и триасовых отложений.

Исследования были выполнены в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ» и в аккредитованном лаборатории ТОО «КазНИГРИ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бром, иоду и закисному железу.

Результаты проведенных химанализов показывают: проба воды из скважины **Т-1** (интервал 1208-1212 м) отобрана в 28.04.2008 году. Исследования была выполнена в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бром, иоду и закисному железу. Минерализация вод составляет 91,5 г/дм<sup>3</sup>, при плотности 1,068 г/см<sup>3</sup>. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,90 вода характеризуются как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca<sup>2+</sup> Mg<sup>2+</sup>, составляет 161,4 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий (Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>) – 32797 мг/дм<sup>3</sup>; кальций (Ca<sup>2+</sup>) – 1202 мг/дм<sup>3</sup>; магний (Mg<sup>2+</sup>) – 1216 мг/дм<sup>3</sup>; хлориды (Cl<sup>-</sup>) – 56174 мг/дм<sup>3</sup>; сульфаты (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>) – отсутствует; гидрокарбонаты (HCO<sub>3</sub>) – 110 мг/дм<sup>3</sup>. Из микрокомпонентов определены: бром, иод.

Содержание брома (Br) в количестве – 3,14 мг/дм<sup>3</sup>, иода (J) – 0,16 мг/дм<sup>3</sup>, а также присутствует закисное железо (Fe)-8,50 мг/дм<sup>3</sup> и мех. примеси - 454 мг/дм<sup>3</sup>. Проба воды из скважины Т-1 по определению ионно-солевого комплекса и микрокомпонентного состава, является пластовой.

Проба воды из скважины 402 отобрана в 2014 году. Из скважины 402 получены 2 пробы воды. Одна проба получена в 6 декабря с Т-III горизонта (интервал 1567-1573 м) и вторая проба получена в 14 декабря с Т-IV горизонта (интервал 1490-1496 м, 1500-1510 м). Исследования были выполнены в аккредитованной лаборатории ТОО «КазНИГРИ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости.

Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды триасовых отложений представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне от 204,7-206 г/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 205,4 г/дм<sup>3</sup>, при плотности 1,164 г/см<sup>3</sup>. По кислотно-щелочным свойствам при рН<6,54 вода характеризуется слабокислые, с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием  $\text{Ca}^{2+}$   $\text{Mg}^{2+}$ , составляет 573,1 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее:  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  варьирует в диапазоне 68641,2-68648 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 68644,6 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Ca}^{2+}$  находится в диапазоне 8489,2-8952,8 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 8721 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Mg}^{2+}$  изменяется в диапазоне 1642,4-1646,7 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 1644,6 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Cl}^-$  варьирует в диапазоне 124937,5-125837,2 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 125387,4 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{SO}_4^{2-}$  изменяется в диапазоне 795-910,2 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 852,6 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{HCO}_3^-$  варьирует в диапазоне 88-92,8 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 90,4 мг/дм<sup>3</sup>. Микрокомпоненты не определены. Присутствует механические примеси 0,030-0,100 мг/дм<sup>3</sup>, в среднем составляя 0,065 мг/дм<sup>3</sup>.

По данным результатов анализов, выполненных в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», определено, что вода из скважины Т-1 является пластовая, кондиционная, что данный анализ отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, является характерными для пластовых вод данного региона. По данным результатов анализов, выполненных в лаборатории ТОО НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ», что воды со скважины 402 являются не пластовыми, а попутно-добываемыми с примесью технической жидкостью. Пробы не кондиционные, отобрана с примесью технической жидкости, что данный анализ по



показателями физико-химических свойств проб не является характерными для пластовых вод, поэтому признать как пластовые не представляется возможным.

Резюмируя результаты исследования пластовых вод месторождения Бурбайтал можно сделать следующие выводы: выполнены исследований проб воды из скважин юрских и триасовых отложений. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении Бурбайтал надсолевого комплекса, для изучения свойств и состава пластовых вод были отобраны и проанализированы 3 пробы из 2-х скважин: Т-1 и 402. По условиям отбора проб и по результатам исследования одна проба представляет собой пластовая вода, по двум пробам состав изменен и не отражает начальных свойств пластовой воды. Вода относится к хлоркальциевым рассолам. В целом вода жесткая, слабо кислая, с переходом в нейтральную, без содержания сульфатов. Состав пластовых вод со скважин месторождения изучен хорошо. Микрокомпонентный состав вод не полно изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

#### **6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)**

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- ❖ при строительстве буровых площадок;
- ❖ при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- ❖ продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- ❖ легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

#### **6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем**

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра на месторождении не предусматривается.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

#### **6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты**

Контрактная территория месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Бурбайтал надсолевое ТОО «Аскер Мунай» отсутствуют.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

## **7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ**

### **7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения**

Основными производственными операциями на месторождении Бурбайтал надсолевое при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Бурбайтал надсолевое по состоянию на 01.01.2023 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Бурбайтал надсолевое на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- ❖ Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
- ❖ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ❖ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ❖ При производственной деятельности ТОО «Аскер Мунай» образуются отходы производства и потребления, которые сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

**Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению**

<b>Компоненты окружающей среды</b>	<b>Факторы воздействия на окружающую среду</b>	<b>Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду</b>
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.

	Оврагообразование и эрозия.	
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- ❖ прямые воздействия;
- ❖ кумулятивные воздействия;
- ❖ трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

*Кумулятивное воздействие* представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

*Трансграничным воздействием* называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая принятый размер санитарно-защитной зоны месторождения Бурбайтал (1000 метров) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

## **7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)**

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.



## 8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутринефтепромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

По 1 варианту разработки – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 38 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 21 ед.

По 2 варианту разработки (рекомендуемый) – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 58 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 41 ед.

По 3 варианту разработки – Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 64 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 47 ед.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены **по всем 3-м рассматриваемым вариантам**, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

- **1 вариант разработки** - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (12,1 тыс.тонн). В данный период (2025 год) суммарный объем добычи газа составит 61,72 млн. м<sup>3</sup> (таблицы 1.5.3.1, 1.5.3.7), количество добывающих скважин составит 12 ед., из них 8 ед. нефтяные и 4 ед. газовые.

- **2 вариант разработки (рекомендуемый)** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (53,3 тыс.тонн). В данный период (2027 год) суммарный объем добычи газа составит 73,529 млн. м<sup>3</sup> (таблица 1.5.3.3, 1.5.3.8), количество добывающих скважин составит 32 ед., из них 27 ед. нефтяные и 5 ед. газовые.
- **3 вариант разработки** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (57,5 тыс.тонн). В данный период (2027 год) суммарный объем добычи газа составит 70,13 млн. м<sup>3</sup> (таблицы 1.5.3.5, 1.5.3.9), количество добывающих скважин составит 38 ед., из них 33 ед. нефтяные и 5 ед. газовые.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2025 год – **51,90830** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2027 год – **117,161081** т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2027 год – **136,138236** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, смесь углеводородов предельных C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, диоксид азота, углерода оксид и метан.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Непосредственно на территории месторождения Бурбайтал нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Все отходы на месторождении Бурбайтал временно складировуются в специальные емкости и контейнеры. Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены **на срок не более шести**

месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

## 9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- ✓ «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- ✓ «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- ✓ РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Бурбайтал надсолевое представлены в таблице 9.1.

**Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Бурбайтал надсолевое**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	-	<b>21,3556</b>
в том числе отходов производства	-	<b>5,6068</b>
отходов потребления	-	<b>15,7488</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	-	0,0433
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635
<b>Неопасные отходы</b>		
Черные металлы (металлолом)	-	0,5
Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)	-	5,0
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	-	2,2338
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	13,515
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

Отходы на месторождении временно складироваться в специальные емкости и контейнеры на срок не более шести месяцев согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки будут производиться в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

## **10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности непосредственно на территории месторождения Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» не предусмотрено.

Непосредственно на территории месторождения Бурбайтал нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

**11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ**

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска. Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий. Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.



Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

### **11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия**

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса. Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;

- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет  $1,0 \cdot 10^{-8}$  (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с

последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

**Таблица 11.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ**

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$ , (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$ , (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

### **11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду**

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

#### *Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух*

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

### *Воздействие возможных аварий на водные ресурсы*

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

### *Воздействие возможных аварий на недра*

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

### *Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров*

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

### **11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий**

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.



На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

## **11.4 Безопасность жизнедеятельности**

### **11.4.1 Общие положения**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие. Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала. Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде. Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК, а также иных нормативных правовых актов РК.

#### **11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности**

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

## **12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ**

### **12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха**

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;



- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

## **12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)**

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ

предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество вредных веществ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;

- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

### **12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения**

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;

- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;

- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

#### **12.4 Мероприятия по сохранению недр**

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

### **12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений**

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование мал шумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;



- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

*Вибрационная безопасность* труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

*Уровни электромагнитных полей* на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью  $\leq 30 \%$ .

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование

источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

#### **12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;

- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

## **12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов**

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление,

воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

### **Рекультивация земель**

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;

- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

## **12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности**

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.



## **12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира**

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;

- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

### **13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ**

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

*Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:*

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- ❖ защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- ❖ запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- ❖ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ❖ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;

- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

## 14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

### 14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Бурбайтал надсолевое сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Бурбайтал надсолевое

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>Средняя (15,9)</b>

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое составляет 15,9 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Бурбайтал надсолевое при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

#### 14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 14.2.1.

**Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды**

<b>Компоненты социальной среды</b>	<b>Компоненты экономической среды</b>
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.



Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	Высокое положительное

## **15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ**

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности. Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду. Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет. Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

## **16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- ❖ упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- ❖ применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду;
- ❖ техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- ❖ соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- ❖ применение современных технологий ведения работ;
- ❖ использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- ❖ проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- ❖ своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- ❖ временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

## **17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

### **17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду**

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 17.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения

загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.2.1.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17.2.1 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

### **17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу**

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.



**Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду**

<b>Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)</b>	<b>Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений</b>
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

**Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**

<b>Итоговый балл</b>	<b>Итоговое воздействие</b>
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

## **18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ**

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
14. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

15. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
17. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
19. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
20. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
21. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
23. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
24. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
26. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

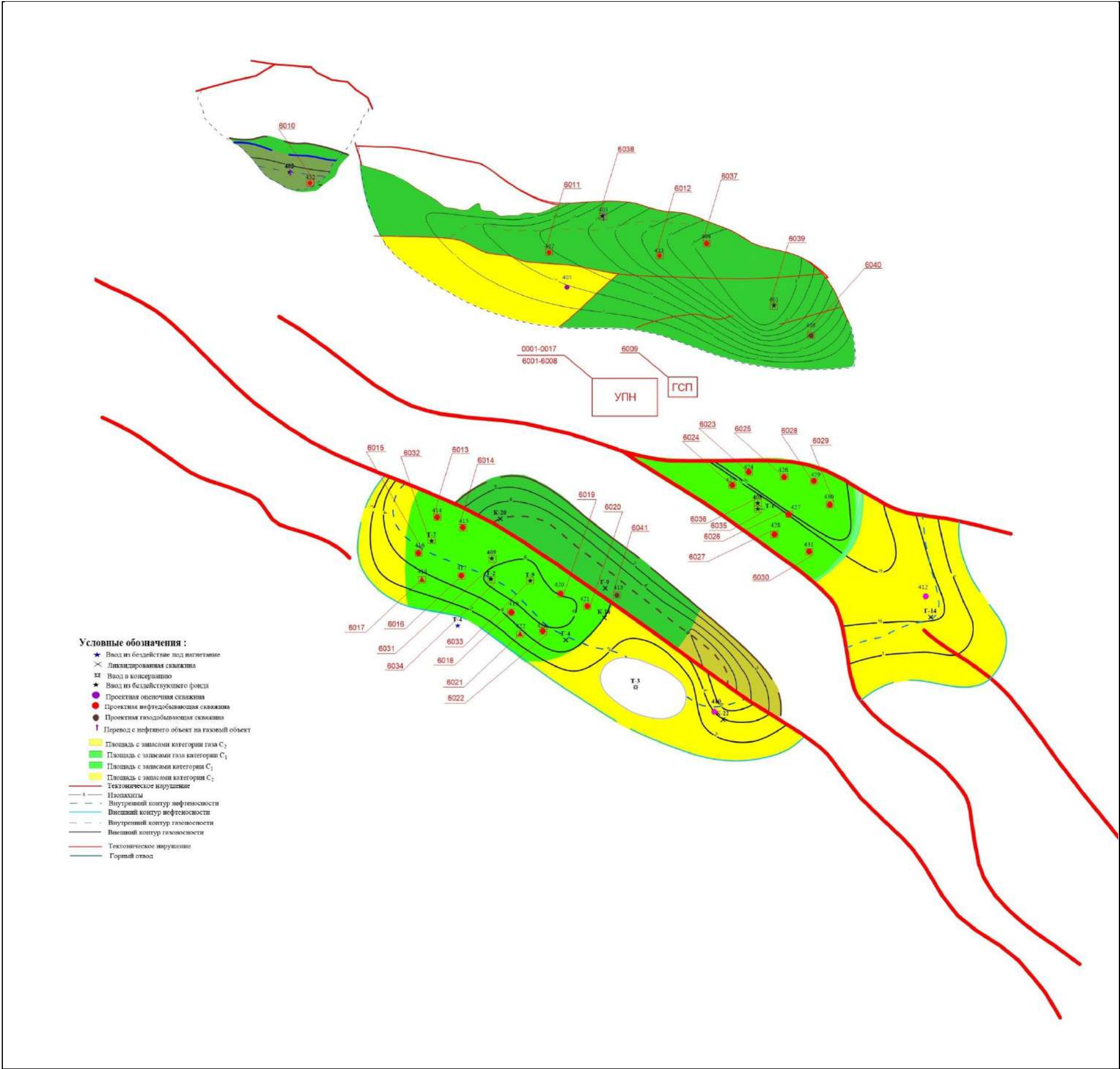
27. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
30. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
31. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
32. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Атырауской области.
35. Программа производственного экологического контроля для месторождения «Каратобе-Бурбайтал» ТОО «Аскер Мунай» на период с 01.01.2023 г. по 31.12.2023 г.
36. Отчет по результатам производственного экологического контроля на объектах ТОО «Аскер Мунай» за 3 квартал 2023 года.
37. Программа управления отходами ТОО «Аскер Мунай» на 2023 год.
38. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на период пробной эксплуатации с 01.01.2022 г. до 31.12.2022 гг.
39. Проект нормативов предельно допустимых выбросов /ПДВ/ загрязняющих веществ, поступающих в атмосферный воздух от источников выбросов месторождения Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на период с 01.01.2023 - 31.12.2023 гг.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».
6. Приложение 6 – Разрешительные документы ТОО «Аскер Мунай».



## **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**



Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Бурбайтал надсолевое

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2**

## Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки (2025 год)

### Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	<b>Оксид углерода и метан:</b> $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3};$			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3				
Расход топливного газа	Q	м³/час	100,0				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	876000				
Расход газа на печь	B	кг/час	83,43	<b>Диоксид азота:</b> $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м³	0,8343				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год	
				0,12515	<b>0,03476</b>	<b>1,0963</b>	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год	
				0,2194	0,0609	1,9219	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,04875</b>	<b>1,5375</b>	
Оксид азота (NO)					<b>0,00792</b>	<b>0,2498</b>	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub>=7.84*α*B*Э</b>				м³/час		м³/сек	
				981,1		0,2725	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м³ <b>C<sub>NOx</sub>=1.073(180+60b)*Q<sub>ф</sub>/Q<sub>p</sub>*α<sup>0.5</sup>* V<sub>cr</sub>/V<sub>r</sub>*10<sup>-6</sup></b>						0,000224	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Q<sub>ф</sub>=29.4*Э*B/n</b>						3679,3	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>						0,83	
Q <sub>ф</sub> /Q <sub>p</sub>						1,3949	
Средняя скорость газовой смеси, м/с <b>w=(4*V<sub>r</sub>)/(3.14*d²)</b>						<b>3,8576</b>	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.



Источники №0002-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	33,3333	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	2,5		
				n	0,4		
Плотность нефти				ρ <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,0073	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	0,00532
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,00197
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00003
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00002
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00001
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000004

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> / 3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0016. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1000,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	2,5		
				n	23,6		
Плотность нефти				ρ <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,2204	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	0,15973
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,05908
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00077
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00048
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00024
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00013

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> / 3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0017. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{o_3} \cdot B_{o_3}+y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max}/1000000$		
Объем одного резервуара		V	25	м <sup>3</sup>			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B <sub>o3</sub>	6050	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B <sub>вл</sub>	6050	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_ч^{max} /3600$		
Высота		h	3	м			
Диаметр		d	0,15	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40	м <sup>3</sup> /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C <sub>1</sub>	5,4	г/м <sup>3</sup>
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					y <sub>o3</sub>	4	г/т
					y <sub>вл</sub>	4	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,0600	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,0484	т/год
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46	0,0435	0,0351	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8	0,0161	0,0130	
0602.Бензол				0,35	0,00021	0,00017	
0621.Метилбензол				0,22	0,000132	0,000106	
0616.Диметилбензол				0,11	0,000066	0,000053	
0333.Сероводород				0,06	0,000036	0,000029	
Объем выбросов всего				0,0111	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 \cdot V)/(3.14 \cdot d^2)$		
V=V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600	м <sup>3</sup> /с						
					м/с	0,6291	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.





Источник №6001. Площадка АГЗУ

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	64	128	мг/с	85,03360
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08503
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,68162
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,06162	1,94310
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,02279	0,71867
0602. Бензол			0,35		0,00030	0,00939
0621. Метилбензол			0,22		0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол			0,11		0,00009	0,00295
0333.Сероводород			0,06		0,000051	0,00161
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с	110,09216
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,11009
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,11009	3,47187
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17171	5,41497
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,02279	0,71867
0602. Бензол					0,00030	0,00939
0621. Метилбензол					0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол					0,00009	0,00295
0333.Сероводород					0,000051	0,00161

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 1600 * 12,5 /1011) <sup>0,8</sup> / 0,89		0,0489
	Всего	г/с		0,049 *1000 / 3600		<b>0,0136</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0099
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0036
	0602. Бензол	%	0,35			0,00005
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0136 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,4287</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,3107
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1149
	0602. Бензол	%	0,35			0,0015
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0009
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0005
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0003

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	<b>2. Расчет:</b> Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	<b>M<sub>сек</sub></b>	<b>г/с</b>		$0,03 * 6 / 3,6$	<b>0,05000</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	<b>M<sub>год</sub></b>	<b>т/год</b>		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	<b>1,57680</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	<b>Q</b>	<b>кг/ч</b>	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Площадка дренажной емкости АГЗУ

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6006. Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0440
	Всего	г/с		0,044 *1000 / 3600		<b>0,0122</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0089
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0033
	0602. Бензол	%	0,35			0,00004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0122 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,3853</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,2792
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1033
	0602. Бензол	%	0,35			0,0013
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6007. Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,000005
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6008. Площадка дренажной емкости для слива нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 50 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0766
	Всего	г/с		0,077 *1000 / 3600		<b>0,0213</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0154
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0057
	0602. Бензол	%	0,35			0,0001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00005
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00002
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0213 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,6709</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,4861
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1798
	0602. Бензол	%	0,35			0,0023
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0015
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0007
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0004

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

**Источник №6009. Площадка газосборного пункта (ГСП)**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$					
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с 110,09216
<b>Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу</b>					г/с 0,11009
<b>Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу</b>					т/год 3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод. Сi, % масс.		Количество выбросов
					г/с т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		<b>0,11009 3,47187</b>

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

**Источник №6010-6017. Площадка нефтяной скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 8 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



**Источник №6018-6021. Площадка газовой скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 4 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

**Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (Рекомендуемый)**  
**(2027 год)**

Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ ; $P_{CH_4}=1.5 \cdot V \cdot 10^{-3}$ ;			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3				
Расход топливного газа	Q	м³/час	100,0				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	876000				
Расход газа на печь	V	кг/час	83,43	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м³	0,8343				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				кг/час	г/с	т/год	
				0,12515	0,03476	1,0963	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,2194	0,0609	1,9219	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					0,04875	1,5375	
Оксид азота (NO)					0,00792	0,2498	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час		м³/сек	
				981,1		0,2725	
$\alpha$ - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
$\Xi$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000224	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						3679,3	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа $Vcr/Vr$						0,83	
				Qф/Qp		1,3949	
Средняя скорость газовой смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						3,8576	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.





Источники №0002-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	13766,667	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	1,35		
				n	162,7		
Плотность нефти				ρ <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,6388	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	1,18745
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,43919
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00574
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00361
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00180
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,000983

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовой смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0016. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1000,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	2,5		
				n	23,6		
Плотность нефти				ρ <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,2204	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	0,15973
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,05908
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00077
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00048
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00024
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00013

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0017. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{o_3} \cdot B_{o_3}+y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max}/1000000$		
Объем одного резервуара		V	25	м <sup>3</sup>			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B <sub>o3</sub>	26650	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B <sub>вл</sub>	26650	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_ч^{max} /3600$		
Высота		h	3	м			
Диаметр		d	0,15	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40	м <sup>3</sup> /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C <sub>1</sub>	5,4	г/м <sup>3</sup>
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y <sub>o3</sub>	4	г/т
					Y <sub>вл</sub>	4	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,0600	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,2132	т/год
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46	0,0435	0,1545	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8	0,0161	0,0571	
0602.Бензол				0,35	0,00021	0,00075	
0621.Метилбензол				0,22	0,000132	0,000469	
0616.Диметилбензол				0,11	0,000066	0,000235	
0333.Сероводород				0,06	0,000036	0,000128	
Объем выбросов всего				0,0111	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 \cdot V)/(3.14 \cdot d^2)$		
V=V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600		м <sup>3</sup> /с					
					м/с		
					0,6291		

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



**Источник №6001. Площадка АГЗУ**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	64	128	мг/с	85,03360
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08503
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,68162
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,06162	1,94310
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,02279	0,71867
0602. Бензол			0,35		0,00030	0,00939
0621. Метилбензол			0,22		0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол			0,11		0,00009	0,00295
0333.Сероводород			0,06		0,000051	0,00161
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с	110,09216
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,11009
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,11009	3,47187
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17171	5,41497
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,02279	0,71867
0602. Бензол					0,00030	0,00939
0621. Метилбензол					0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол					0,00009	0,00295
0333.Сероводород					0,000051	0,00161

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 1600 * 12,5 /1011) <sup>0,8</sup> / 0,89		0,0489
	Всего	г/с		0,049 *1000 / 3600		<b>0,0136</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0099
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0036
	0602. Бензол	%	0,35			0,00005
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0136 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,4287</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,3107
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1149
	0602. Бензол	%	0,35			0,0015
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0009
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0005
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0003

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	<b>2. Расчет:</b> Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	<b>M<sub>сек</sub></b>	<b>г/с</b>		$0,03 * 6 / 3,6$	<b>0,05000</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	<b>M<sub>год</sub></b>	<b>т/год</b>		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	<b>1,57680</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	<b>Q</b>	<b>кг/ч</b>	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Площадка дренажной емкости АГЗУ

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6006. Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0440
	Всего	г/с		0,044 *1000 / 3600		<b>0,0122</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0089
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0033
	0602. Бензол	%	0,35			0,00004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0122 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,3853</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,2792
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1033
	0602. Бензол	%	0,35			0,0013
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6007. Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,000005
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6008. Площадка дренажной емкости для слива нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 50 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0766
	Всего	г/с		0,077 *1000 / 3600		<b>0,0213</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0154
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0057
	0602. Бензол	%	0,35			0,0001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00005
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00002
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0213 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,6709</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,4861
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1798
	0602. Бензол	%	0,35			0,0023
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0015
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0007
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0004

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



**Источник №6009. Площадка газосборного пункта (ГСП)**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зpa}} * P_{\text{зpa}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$					
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с 110,09216
<b>Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу</b>					г/с 0,11009
<b>Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу</b>					т/год 3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод. Сi, % масс.		Количество выбросов
					г/с т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		<b>0,11009 3,47187</b>

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

**Источник №6010-6036. Площадка нефтяной скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*П_{\text{зpa}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*П_{\text{зpa}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 27 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



**Источник №6037-6041. Площадка газовой скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 5 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

### Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 3 вариант разработки (2027 год)

#### Источник №0001. Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ;			
Диаметр трубы	d	м	0,3				
Высота трубы	H	м	3	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Расход топливного газа	Q	м³/час	100,0				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	876000				
Расход газа на печь	B	кг/час	83,43				
Удельный вес газа		кг/м³	0,8343				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				кг/час	г/с	т/год	
				0,12515	0,03476	1,0963	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,2194	0,0609	1,9219	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					0,04875	1,5375	
Оксид азота (NO)					0,00792	0,2498	
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2637,7	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi$				м³/час	м³/сек		
				981,1	0,2725		
$\alpha$ - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
$\Xi$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$						0,000224	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Qф=29.4 \cdot \Xi \cdot B/n$						3679,3	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr		0,83	
				Qф/Qp		1,3949	
Средняя скорость газовой смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$						3,8576	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.



Источники №0002-0004. Резервуар для нефти V-100 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})$			
Объем резервуара	V	100	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	15166,667	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	1,35		
				n	179,3		
Плотность нефти				ρ <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,8054	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	1,30821
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,48385
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00632
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00397
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00199
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,001083

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 3 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источники №0005-0016. Резервуар для нефти V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V / (10^7 \cdot p_{ж})$			
Объем резервуара	V	50	м <sup>3</sup>				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	1000,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров				P	24	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти				m	130,2		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K <sub>t</sub> <sup>max</sup>	0,74		
				K <sub>t</sub> <sup>min</sup>	0,42		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K <sub>B</sub>	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>cp</sup>	0,7		
				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K <sub>OB</sub>	2,5		
				n	23,6		
Плотность нефти				p <sub>ж</sub>	0,8460	т/м <sup>3</sup>	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40,0	м <sup>3</sup> /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,5077	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	0,2204	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,46	1,09245	0,15973
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,8	0,40405	0,05908
0602. Бензол	0,35	0,00528	0,00077
0621. Метилбензол	0,22	0,00332	0,00048
0616. Диметилбензол	0,11	0,00166	0,00024
0333. Сероводород	0,06	0,00090	0,00013

Объем выбросов всего		0,01111
V = V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> / 3600	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	5,6617
$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар. Всего - 12 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.

Источники №0017. Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров		Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год}=(Y_{o_3} \cdot B_{o_3}+Y_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max}/1000000$		
Объем одного резервуара		V	25	м³			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года		B <sub>o3</sub>	28750	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года		B <sub>вл</sub>	28750	т	Максимально-разовый выброс: $M=C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_ч^{max} /3600$		
Высота		h	3	м			
Диаметр		d	0,15	м			
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	40	м³/час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)					C <sub>1</sub>	5,4	г/м³
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)					Y <sub>o3</sub>	4	г/т
					Y <sub>вл</sub>	4	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,0600	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,2300	т/год
Наименование ЗВ				Масс.сод.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46	0,0435	0,1667	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8	0,0161	0,0616	
0602.Бензол				0,35	0,00021	0,00081	
0621.Метилбензол				0,22	0,000132	0,000506	
0616.Диметилбензол				0,11	0,000066	0,000253	
0333.Сероводород				0,06	0,000036	0,000138	
Объем выбросов всего				0,0111	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 \cdot V)/(3.14 \cdot d^2)$		
V=V <sub>ч</sub> <sup>max</sup> /3600	м³/с						
					м/с	0,6291	

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед.

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



**Источник №6001. Площадка АГЗУ**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	64	128	мг/с	85,03360
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,08503
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	2,68162
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,06162	1,94310
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,02279	0,71867
0602. Бензол			0,35		0,00030	0,00939
0621. Метилбензол			0,22		0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол			0,11		0,00009	0,00295
0333.Сероводород			0,06		0,000051	0,00161
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с	110,09216
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,11009
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,11009	3,47187
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,17171	5,41497
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,02279	0,71867
0602. Бензол					0,00030	0,00939
0621. Метилбензол					0,00019	0,00590
0616. Диметилбензол					0,00009	0,00295
0333.Сероводород					0,000051	0,00161

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



Источник №6002-6003. Площадка нефтегазосепаратора (НГС)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 1600 * 12,5 /1011) <sup>0,8</sup> / 0,89		0,0489
	Всего	г/с		0,049 *1000 / 3600		<b>0,0136</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0099
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0036
	0602. Бензол	%	0,35			0,00005
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0136 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,4287</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,3107
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1149
	0602. Бензол	%	0,35			0,0015
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0009
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0005
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0003

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Расчет выполнен на 1 НГС. всего - 2 ед.

Источник №6004.Площадка насосов перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	8760,0		
2.1	<b>2. Расчет:</b> Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	<b>M<sub>сек</sub></b>	<b>г/с</b>		$0,03 * 6 / 3,6$	<b>0,05000</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		0,03623
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,01340
0602	бензол	%		0,35		0,00018
0621	метилбензол	%		0,22		0,00011
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,000055
0333	сероводород	%		0,06		0,000030
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	<b>M<sub>год</sub></b>	<b>т/год</b>		$0,03 * 6 * 8760,0 * 0,001$	<b>1,57680</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5	%		72,46		1,14255
0416	углеводороды предельные C6-C10	%		26,8		0,42258
0602	бензол	%		0,35		0,00552
0621	метилбензол	%		0,22		0,00347
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)	%		0,11		0,00173
0333	сероводород	%		0,06		0,00095
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	<b>Q</b>	<b>кг/ч</b>	0,03		

РНД 211.2.02.09-2004г. "Методические указания по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана 2005г.



Источник №6005. Площадка дренажной емкости АГЗУ

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6006. Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0440
	Всего	г/с		0,044 *1000 / 3600		<b>0,0122</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0089
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0033
	0602. Бензол	%	0,35			0,00004
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00003
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0122 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,3853</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,2792
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1033
	0602. Бензол	%	0,35			0,0013
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0008
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0004
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6007. Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	16		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 16 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0308
	Всего	г/с		0,031 *1000 / 3600		<b>0,0085</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0062
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0023
	0602. Бензол	%	0,35			0,00003
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00002
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00001
	0333. Сероводород	%	0,06			0,000005
	Всего	т/год		0,0085 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,2696</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,1954
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0723
	0602. Бензол	%	0,35			0,0009
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0006
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0003
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0002

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6008. Площадка дренажной емкости для слива нефти

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760,0		
<b>2</b>	<b>Количество выбросов углеводородов составит:</b>					
2.1		П	кг/час	0,004( 700 * 50 /1011) <sup>0.8</sup> / 0,89		0,0766
	Всего	г/с		0,077 *1000 / 3600		<b>0,0213</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,0154
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,0057
	0602. Бензол	%	0,35			0,0001
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,00005
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,00002
	0333. Сероводород	%	0,06			0,00001
	Всего	т/год		0,0213 /1000000 * 3600* 8760		<b>0,6709</b>
	0415. Углеводороды C1-C5	%	72,46			0,4861
	0416. Углеводороды C6-C10	%	26,8			0,1798
	0602. Бензол	%	0,35			0,0023
	0621. Метилбензол	%	0,22			0,0015
	0616. Диметилбензол	%	0,11			0,0007
	0333. Сероводород	%	0,06			0,0004

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

**Источник №6009. Площадка газосборного пункта (ГСП)**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зpa}} * P_{\text{зpa}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$					
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев	
Газ	5,83	0,2	64	128	мг/с 110,09216
<b>Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу</b>					г/с 0,11009
<b>Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу</b>					т/год 3,47187
Наименование ЗВ			Масс.сод. Сi, % масс.		Количество выбросов
					г/с т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		<b>0,11009 3,47187</b>

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

**Источник №6010-6042. Площадка нефтяной скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*P_{\text{зpa}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Расчет выбросов на 1 скважину						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	3,61	0,11	32	64	мг/с	42,51680
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,04252
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,34081
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,03081	0,97155
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,01139	0,35934
0602. Бензол			0,35		0,00015	0,00469
0621. Метилбензол			0,22		0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол			0,11		0,00005	0,00147
0333.Сероводород			0,06		0,000026	0,00080
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*P_{\text{зpa}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,08585	2,70748
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,01139	0,35934
0602. Бензол					0,00015	0,00469
0621. Метилбензол					0,00009	0,00295
0616. Диметилбензол					0,00005	0,00147
0333.Сероводород					0,000026	0,00080

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 33 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;



**Источник №6043-6047. Площадка газовой скважины**

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	32	64	мг/с	55,04608
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,05505
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	1,73593
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,05505	1,73593

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 5 ед.

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очисти- тельности, %	Средняя эксплуат- ационная степень очистки/ макс. степ- ень очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния НДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3	0.3	3.86	0.272848	450	1012	1146							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.04875	473.183	1.5375	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00792	76.874	0.2498	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.03476	337.392	1.0963	
001		Резервуар для нефти V=100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=100 м3	0002	9	0.5	5.66	1.111341	30	1022	1307							0410	Метан (727*)	0.03476	337.392	1.0963	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000983	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.18745	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.43919	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00574	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.0018	
001		Резервуар для нефти V=100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=100 м3	0003	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1294							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00361	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000983	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.18745	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.43919	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00574	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.0018	
001		Резервуар для нефти V=100 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=100 м3	0004	9	0.5	5.66	1.111341	30	1023	1284							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00361	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.000983	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	1.18745	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.43919	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00574	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.0018	
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0005	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1280							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00361	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00013	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.09245	1091.024	0.15973	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.40405	403.523	0.05908	
																				0602	Бензол (64)	0.00528	5.273	0.00077	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00166	1.658	0.00024	
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0006	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1269							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00048	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0009	0.899	0.00013	
																				0415	Смесь углеводородов	1.09245	1091.024	0.15973	



Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0007	9	0.5	5.66	1.111341	30	1038	1258								0416 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.40405 0.00528 0.00166	403.523 5.273 1.658	0.05908 0.00077 0.00024	
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0008	9	0.5	5.66	1.111341	30	1039	1248								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	1.09245 0.40405 0.00528 0.00166	1091.024 403.523 5.273 1.658	0.15973 0.05908 0.00077 0.00024	
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0009	9	0.5	5.66	1.111341	30	1040	1238								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	1.09245 0.40405 0.00528 0.00166	1091.024 403.523 5.273 1.658	0.15973 0.05908 0.00077 0.00024	
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0010	9	0.5	5.66	1.111341	30	953	1101								0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	1.09245 0.40405 0.00528 0.00166	1091.024 403.523 5.273 1.658	0.15973 0.05908 0.00077 0.00024	
001		Резервуар для	1	8760	Резервуар для	0011	9	0.5	5.66	1.111341	30	942	1101								0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (	0.00332 0.0009	3.316 0.899	0.00048 0.00013	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очисти- тельной, %	Средняя эксплуат- ационная степень очистки/ макс. степ. очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния НДВ					
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м³	т/год																			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26					
001		нефти V-50 м³	1	8760	нефти V-50 м³	0012	9	0.5	5.66	1.111341	30	931	1101								0415	Дигидросульфид) (518)	1.09245	1091.024	0.15973					
																						Резервуар для нефти V-50 м³				0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)			
																											0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)		
																												0602	Бензол (64)	
																													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
																														0621
																												0333	Сероводород (	
																													0415	Дигидросульфид) (518)
																												0415		Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)
																													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)
																												0602		Бензол (64)
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																													
	001		Резервуар для нефти V-50 м³	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м³	0013	9	0.5	5.66	1.111341	30	920	1101							0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00048					
Резервуар для нефти V-50 м³																						0333				Сероводород (				
																										0415	Дигидросульфид) (518)			
																											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)		
																												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	
																											0602		Бензол (64)	
																												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
																											0621		Метилбензол (349)	
																												0333	Сероводород (	
																											0415		Дигидросульфид) (518)	
																												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)																													
	0602	Бензол (64)																												
0616		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																												
	001		Резервуар для нефти V-50 м³	1	8760	Резервуар для нефти V-50 м³	0014	9	0.5	5.66	1.111341	30	909	1101								0621	Метилбензол (349)	0.00332	3.316	0.00048				
Резервуар для нефти V-50 м³																							0333				Сероводород (			
																											0415	Дигидросульфид) (518)		
																												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	
																													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)
																												0602		Бензол (64)
																													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
																												0621		Метилбензол (349)
																													0333	Сероводород (
																												0415		Дигидросульфид) (518)
																													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)																													
	0602	Бензол (64)																												
0616		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																												

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кoeff обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ max. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V=50 м3	1	8760	Резервуар для нефти V=50 м3	0016	9	0.5	5.66	1.111341	30	887	1101								0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов пред				

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф- обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
												скор- ость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника ----- X1Y1X2Y2							2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка насосов перекачки нефти	1	8760	Площадка насосов перекачки нефти	6004	2					921	1115	25	5						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00003 0.00003 0.03623 0.0134 0.00018 0.000055		0.0009 0.00095 1.14255 0.42258 0.00552 0.00173	
001		Площадка дренажной емкости АГЗУ	1	8760	Площадка дренажной емкости АГЗУ	6005	2					701	1213	5	5						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00011 0.00001 0.0062 0.0023 0.00003 0.00001		0.00347 0.0002 0.1954 0.0723 0.0009 0.0003	
001		Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	1	8760	Площадка дренажной емкости нефтегазосепараторов	6006	2					855	1160	5	5						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002 0.00001 0.0089 0.0033 0.00004 0.00001		0.0006 0.0002 0.2792 0.1033 0.0013 0.0004	
001		Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	1	8760	Площадка дренажной емкости нефтеналивной эстакады	6007	2					947	1270	5	5						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00003 0.000005 0.0062 0.0023 0.00003 0.00001		0.0008 0.0002 0.1954 0.0723 0.0009 0.0003	
001		Площадка дренажной емкости для слива нефти	1	8760	Площадка дренажной емкости для слива нефти	6008	2					1052	1276	5	20						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00002 0.00001 0.0154 0.0057		0.0006 0.0004 0.4861 0.1798	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Прозводство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
									скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	температура, °C	точечного источника /1-го конца линии /центра площадного источника		2-го конца линии /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1 13	Y1 14	X2 15	Y2 16	17	18	19	20	21	22	23	24
001		Площадка газосборного пункта (ГСП)	1	8760	Площадка газосборного пункта (ГСП)	6009	2					1266	1265	197	135						0602 Бензол (64)	0.0001		0.0023	
001			1	8760		6010	2							-1194	2611	50	40					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002		0.0007
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0621 Метилбензол (349)	0.00005		0.0015	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.11009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6011	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6012	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6013	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934	
																							0602 Бензол (64)	0.00015	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6014	2														0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																							0621 Метилбензол (349)	0.00009	
		Площадка нефтяной скважины			Площадка нефтяной скважины																0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008	
																							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	
		Площадка нефтяной скважины																							

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния ПДВ																
		ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с						тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника		г/с	мг/м3							т/год																			
										X1	Y1	X2	Y2																												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																
001	Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6015	2						-478	168	50	40						пределных C1-C5 (1502*)	0.01139		0.35934																	
																					0416				Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.00015	0.00469														
																					0602				Бензол (64)			0.00005	0.00147												
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00009	0.00295										
																					0333				Сероводород (Дигидросульфид) (518)							0.00003	0.0008								
																					0415				Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)									0.08585	2.70748						
																					0416				Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)											0.01139	0.35934				
																					0602				Бензол (64)													0.00015	0.00469		
																					0616				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															0.00005	0.00147
																					0621				Метилбензол (349)																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934																						
0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																						
0621	Метилбензол (349)			0.00009	0.00295																																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00003	0.0008																																		
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)							0.08585	2.70748																																
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)									0.01139	0.35934																														
0602	Бензол (64)											0.00015	0.00469																												
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00005	0.00147																										
0621	Метилбензол (349)															0.00009	0.00295																								
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																	0.00003	0.0008																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)																			0.08585	2.70748																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																						
0602	Бензол (64)			0.00015	0.00469																																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00005	0.00147																																		
0621	Метилбензол (349)							0.00009	0.00295																																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00003	0.0008																														
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)											0.08585	2.70748																												
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)													0.01139	0.35934																										
0602	Бензол (64)															0.00015	0.00469																								
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																	0.00005	0.00147																						
0621	Метилбензол (349)																			0.00009	0.00295																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934																						
0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																						
0621	Метилбензол (349)			0.00009	0.00295																																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00003	0.0008																																		
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)							0.08585	2.70748																																
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)									0.01139	0.35934																														
0602	Бензол (64)											0.00015	0.00469																												
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00005	0.00147																										
0621	Метилбензол (349)															0.00009	0.00295																								
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																	0.00003	0.0008																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)																			0.08585	2.70748																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																						
0602	Бензол (64)			0.00015	0.00469																																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00005	0.00147																																		
0621	Метилбензол (349)							0.00009	0.00295																																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00003	0.0008																														
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)											0.08585	2.70748																												
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)													0.01139	0.35934																										
0602	Бензол (64)															0.00015	0.00469																								
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																	0.00005	0.00147																						
0621	Метилбензол (349)																			0.00009	0.00295																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934																						
0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																						
0621	Метилбензол (349)			0.00009	0.00295																																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00003	0.0008																																		
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)							0.08585	2.70748																																
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)									0.01139	0.35934																														
0602	Бензол (64)											0.00015	0.00469																												
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00005	0.00147																										
0621	Метилбензол (349)															0.00009	0.00295																								
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																	0.00003	0.0008																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)																			0.08585	2.70748																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																						
0602	Бензол (64)			0.00015	0.00469																																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00005	0.00147																																		
0621	Метилбензол (349)							0.00009	0.00295																																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00003	0.0008																														
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)											0.08585	2.70748																												
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)													0.01139	0.35934																										
0602	Бензол (64)															0.00015	0.00469																								
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																	0.00005	0.00147																						
0621	Метилбензол (349)																			0.00009	0.00295																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934																						
0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																						
0621	Метилбензол (349)			0.00009	0.00295																																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00003	0.0008																																		
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)							0.08585	2.70748																																
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)									0.01139	0.35934																														
0602	Бензол (64)											0.00015	0.00469																												
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00005	0.00147																										
0621	Метилбензол (349)															0.00009	0.00295																								
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																	0.00003	0.0008																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)																			0.08585	2.70748																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																						
0602	Бензол (64)			0.00015	0.00469																																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00005	0.00147																																		
0621	Метилбензол (349)							0.00009	0.00295																																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00003	0.0008																														
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)											0.08585	2.70748																												
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)													0.01139	0.35934																										
0602	Бензол (64)															0.00015	0.00469																								
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																	0.00005	0.00147																						
0621	Метилбензол (349)																			0.00009	0.00295																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139	0.35934																						
0602	Бензол (64)																			0.00015	0.00469																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005	0.00147																																						
0621	Метилбензол (349)			0.00009	0.00295																																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00003	0.0008																																		
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)							0.08585	2.70748																																
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)									0.01139	0.35934																														
0602	Бензол (64)											0.00015	0.00469																												
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)													0.00005	0.00147																										
0621	Метилбензол (349)															0.00009	0.00295																								
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																	0.00003	0.0008																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)																			0.08585	2.70748																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)	0.01139	0.35934																																						
0602	Бензол (64)			0.00015	0.00469																																				
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00005	0.00147																																		
0621	Метилбензол (349)							0.00009	0.00295																																
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)									0.00003	0.0008																														
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)											0.08585	2.70748																												
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)													0.01139	0.35934																										
0602	Бензол (64)															0.00015	0.00469																								
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																	0.00005	0.00147																						
0621	Метилбензол (349)																			0.00009	0.00295																				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	0.0008																																						
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)			0.08585	2.70748																																				
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)					0.01139	0.35934																																		
0602	Бензол (64)							0.00015	0.00469																																
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									0.00005	0.00147																														
0621	Метилбензол (349)											0.00009	0.00295																												
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)													0.00003	0.0008																										
0415	Смесь углеводородов пределных C1-C5 (1502*)															0.08585	2.70748																								
0416	Смесь углеводородов пределных C6-C10 (1503*)																	0.01139																							

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ																																																		
									скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	температура, °C	точечного источника /1-го конца линии /центра площадного источника		2-го конца линии /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год																																																			
		X1	Y1									X2	Y2																																																														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																																																		
001		нефтяной скважины			скважины																0415	Дигидросульфид (518)	0.08585		2.70748																																																		
																										Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6020	2	636	-181	50	40	0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01139		0.35934																																			
																																									0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																														
																																														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																									
																																																			0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																				
																																																								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008															
																																																													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748										
																																																																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934					
																																																																							0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469
0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																																																																							
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008																																																																		
										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																																																													
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934																																																								
																				0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																																																			
																									0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																																														
																														0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																																									
																																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008																																				
																																								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																															
																																													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934																										
0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																																																																							
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																																																																		
										0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																																																													
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008																																																								
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																																																			
																									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934																																														
																														0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																																									
																																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																																				
																																								0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																															
																																													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008																										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																																																																							
					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934																																																																		
										0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																																																													
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																																																								
																				0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295																																																			
																									0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003		0.0008																																														
																														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585		2.70748																																									
																																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139		0.35934																																				
																																								0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469																															
																																													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147																										



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из источника			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очисти- тельности, %	Средняя эксплуат ационная степень очистки/ макс. степ. очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Коли- чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6024	2					1592	615	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.00008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6025	2					1934	672	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.00008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6026	2					1967	426	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.00008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6027	2					1870	290	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.00008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6028	2					2131	644	50	40						0621	Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333	Сероводород (	0.00003		0.00008	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.08585		2.70748	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01139		0.35934	
																					0602	Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616	Диметилбензол (смесь	0.00005		0.00147	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество в источнике						Скорость м/с	Объем на 1 трубу, м3/с	Температура, °C	точечного источника /1-го конца линии /центра площадного источника		2-го конца линии /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6029	2					2238	487	50	40						о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00009		0.00295	
																						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748	
																						0602 Бензол (64)	0.00015	0.00469	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6030	2				2099	177	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295			
																								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748			
																								0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139
																				0602 Бензол (64)	0.00015	0.00469			
																								0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6031	2				8	132	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295			
																								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748			
																								0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139
																				0602 Бензол (64)	0.00015	0.00469			
																								0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6032	2				-392	250	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295			
																								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748			
																								0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139
																				0602 Бензол (64)	0.00015	0.00469			
																								0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6033	2				259	-12	50	40					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295			
																								0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.08585	2.70748			
																								0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01139
																				0602 Бензол (64)	0.00015	0.00469			
																								0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

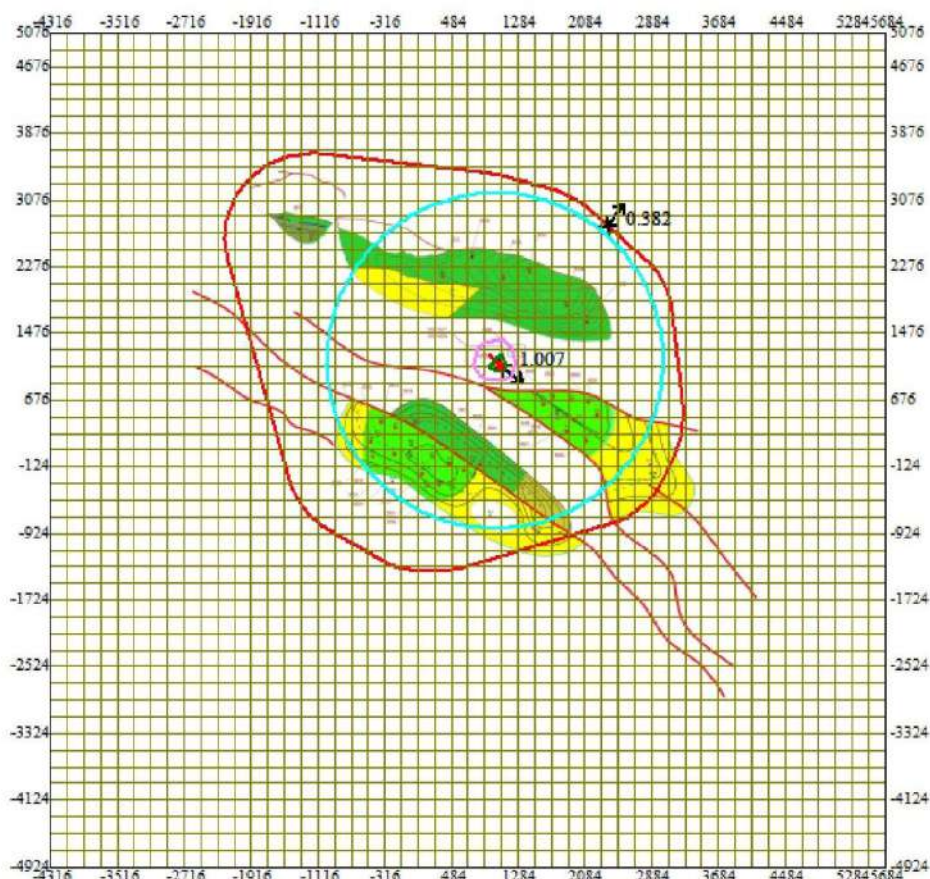
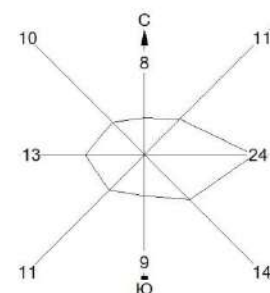
Месторождение Бурбайтал надсолевой, Рекомендуемый вариант №2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- чест во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6034	2					3	-6	50	40						0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00005		0.00147	
																					0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (	0.00003		0.0008	
																					Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов	0.08585		2.70748	
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6035	2					1760	460	50	40						0416 Смесь углеводородов	0.01139		0.35934	
																					пределных C6-C10 (				
																					1503*)				
																					0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь	0.00005		0.00147	
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
001		Площадка нефтяной скважины	1	8760	Площадка нефтяной скважины	6036	2					1760	498	50	40						0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0333 Сероводород (	0.00003		0.0008	
																					Дигидросульфид) (518)				
																					0415 Смесь углеводородов	0.08585		2.70748	
																					пределных C1-C5 (				
																					1502*)				
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6037	2					1423	2211	50	40						0416 Смесь углеводородов	0.01139		0.35934	
																					пределных C6-C10 (				
																					1503*)				
																					0602 Бензол (64)	0.00015		0.00469	
																					0616 Диметилбензол (смесь	0.00005		0.00147	
																					о-, м-, п- изомеров) (203)				
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6038	2					741	2393	50	40						0621 Метилбензол (349)	0.00009		0.00295	
																					0415 Смесь углеводородов	0.05505		1.73593	
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6039	2					1869	1799	50	40						0415 Смесь углеводородов	0.05505		1.73593	
																					пределных C1-C5 (				
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6040	2					2111	1605	50	40						0415 Смесь углеводородов	0.05505		1.73593	
																					пределных C1-C5 (				
001		Площадка газовой скважины	1	8760	Площадка газовой скважины	6041	2					833	-107	50	40						0415 Смесь углеводородов	0.05505		1.73593	
																					пределных C1-C5 (				
																					1502*)				

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 4**



Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:  
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Arrow] Максим. значение концентрации  
 [Line] Расч. прямоугольник N 01

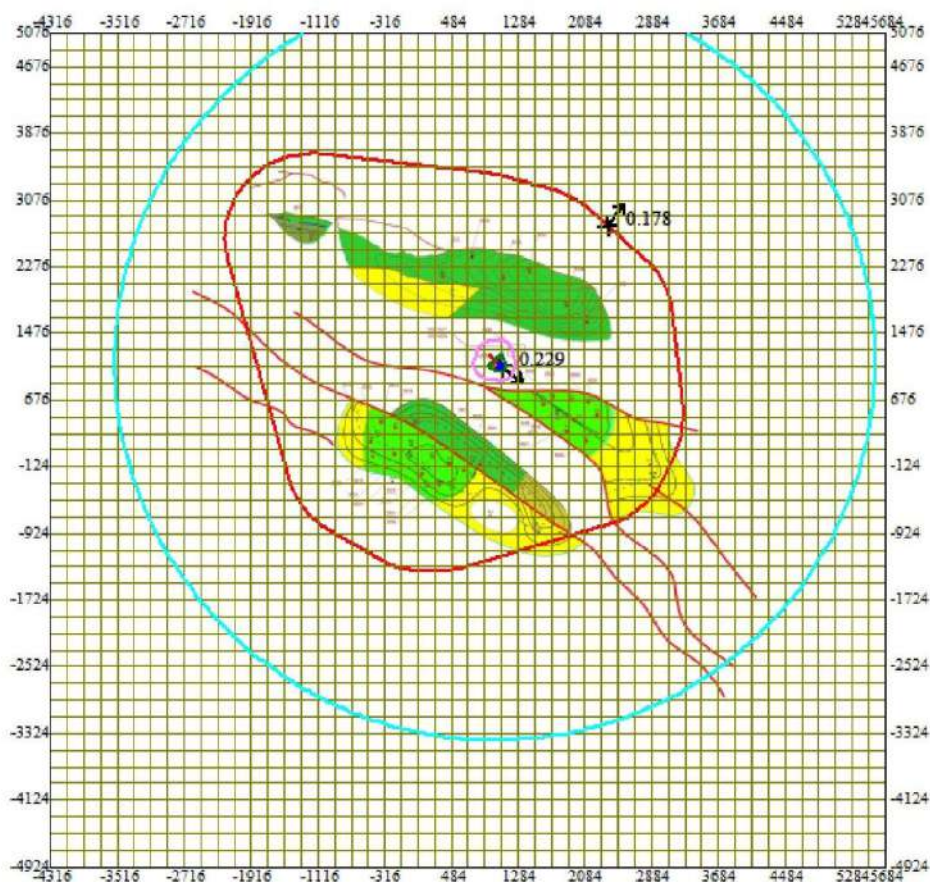
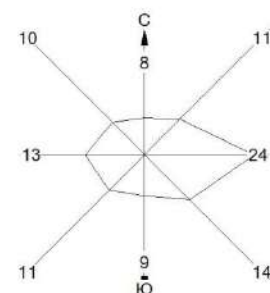
Изолинии в долях ПДК  
 — 0.383 ПДК  
 — 0.624 ПДК  
 — 0.866 ПДК  
 — 1.0 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 1.0070252 ПДК достигается в точке  $x = 1084$   $y = 1076$   
 При опасном направлении  $314^\circ$  и опасной скорости ветра  $3.14$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $10000$  м, высота  $10000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $51 \times 51$



Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



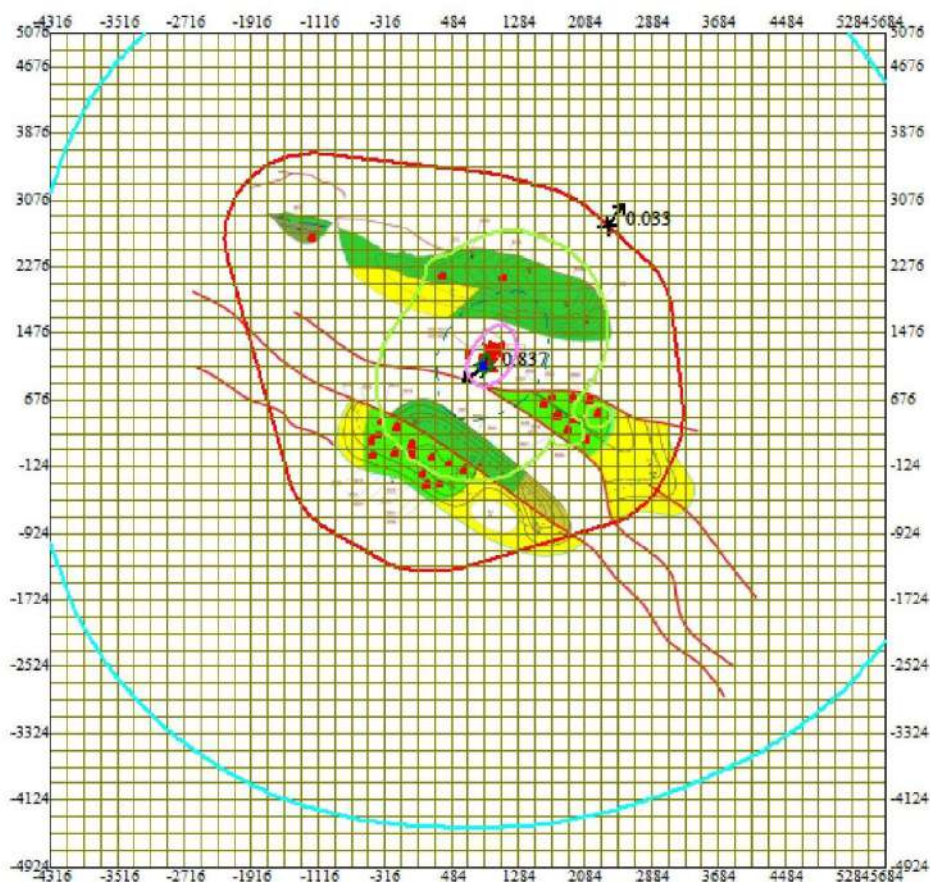
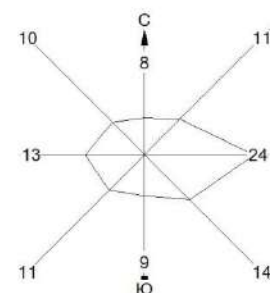
Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Pink circle] Максим. значение концентрации  
 [Blue line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.178 ПДК  
 — 0.197 ПДК  
 — 0.217 ПДК  
 — 0.229 ПДК

0 735 2205 м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.2288399 ПДК достигается в точке  $x = 1084$   $y = 1076$   
 При опасном направлении  $314^\circ$  и опасной скорости ветра 3.14 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $51 \times 51$

Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Arrow] Максим. значение концентрации  
 [Cyan line] Расч. прямоугольник N 01

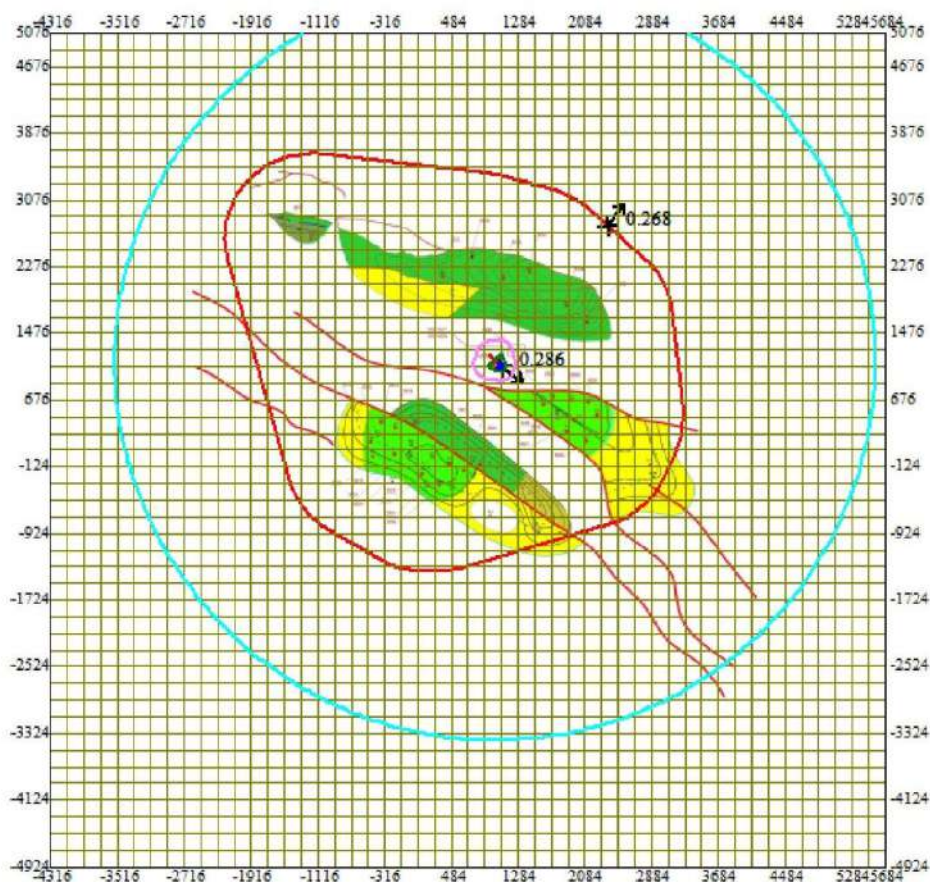
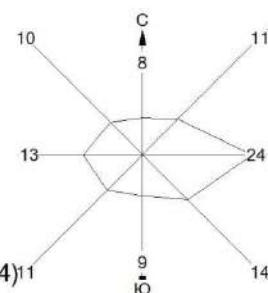
Изолинии в долях ПДК  
 — 0.0059 ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.100 ПДК  
 — 0.325 ПДК  
 — 0.643 ПДК  
 — 0.835 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.8366598 ПДК достигается в точке x= 884 y= 1076  
 При опасном направлении 50° и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51\*51



Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)11



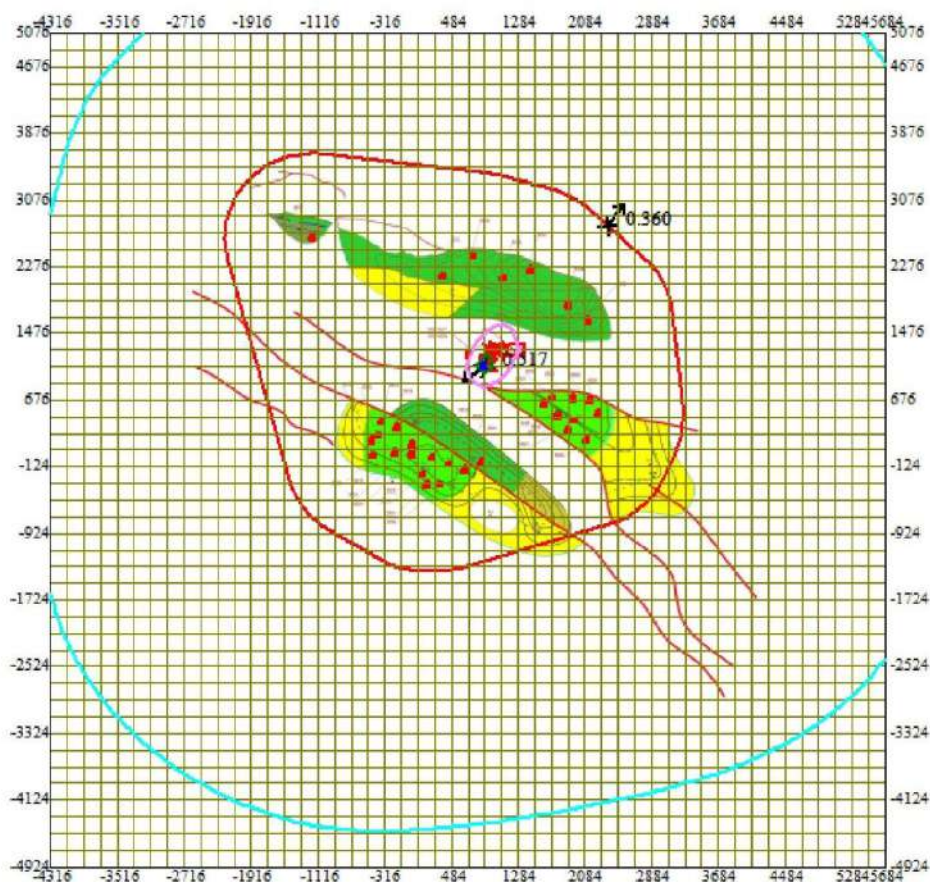
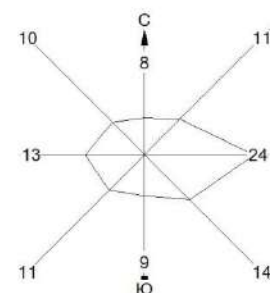
Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Blue arrow] Максим. значение концентрации  
 [Blue line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.268 ПДК  
 — 0.275 ПДК  
 — 0.282 ПДК  
 — 0.286 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.286026 ПДК достигается в точке  $x=1084$   $y=1076$   
 При опасном направлении  $314^\circ$  и опасной скорости ветра  $3.14$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $10000$  м, высота  $10000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $51 \times 51$

Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)



Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Blue dot] Максим. значение концентрации  
 [Red line] Расч. прямоугольник N 01

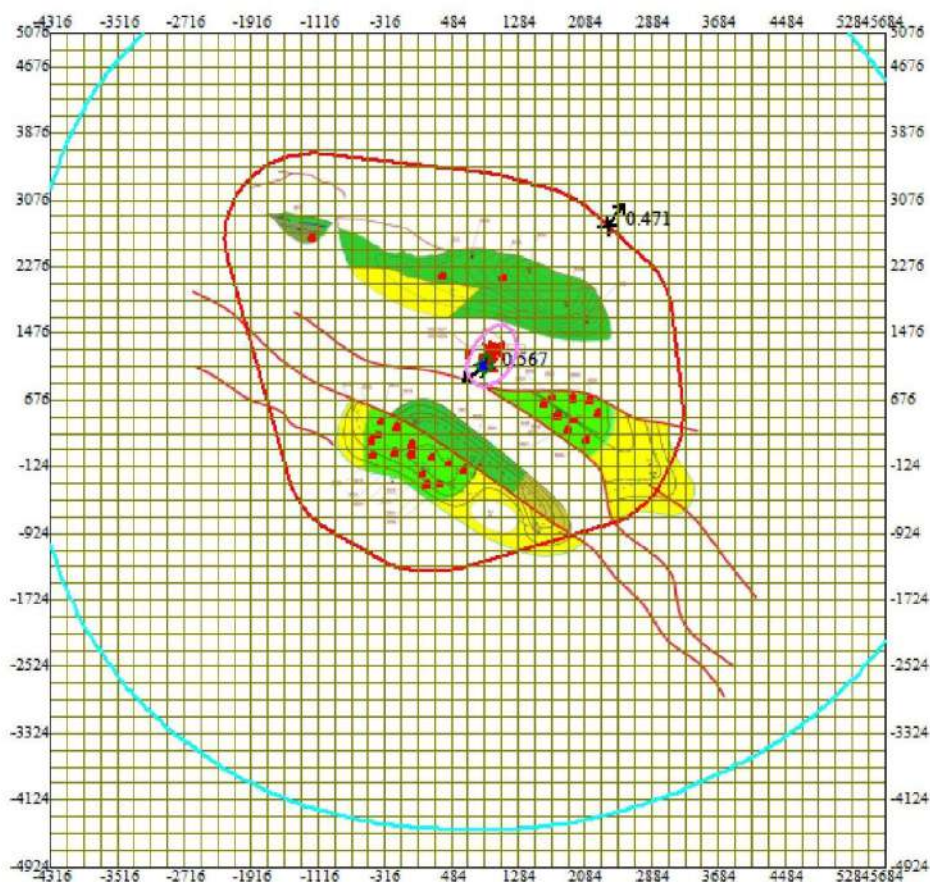
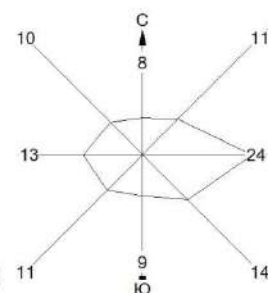
Изолинии в долях ПДК  
 — 0.355 ПДК  
 — 0.417 ПДК  
 — 0.479 ПДК  
 — 0.516 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.5166444 ПДК достигается в точке x= 884 y= 1076  
 При опасном направлении 50° и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51\*51



Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)



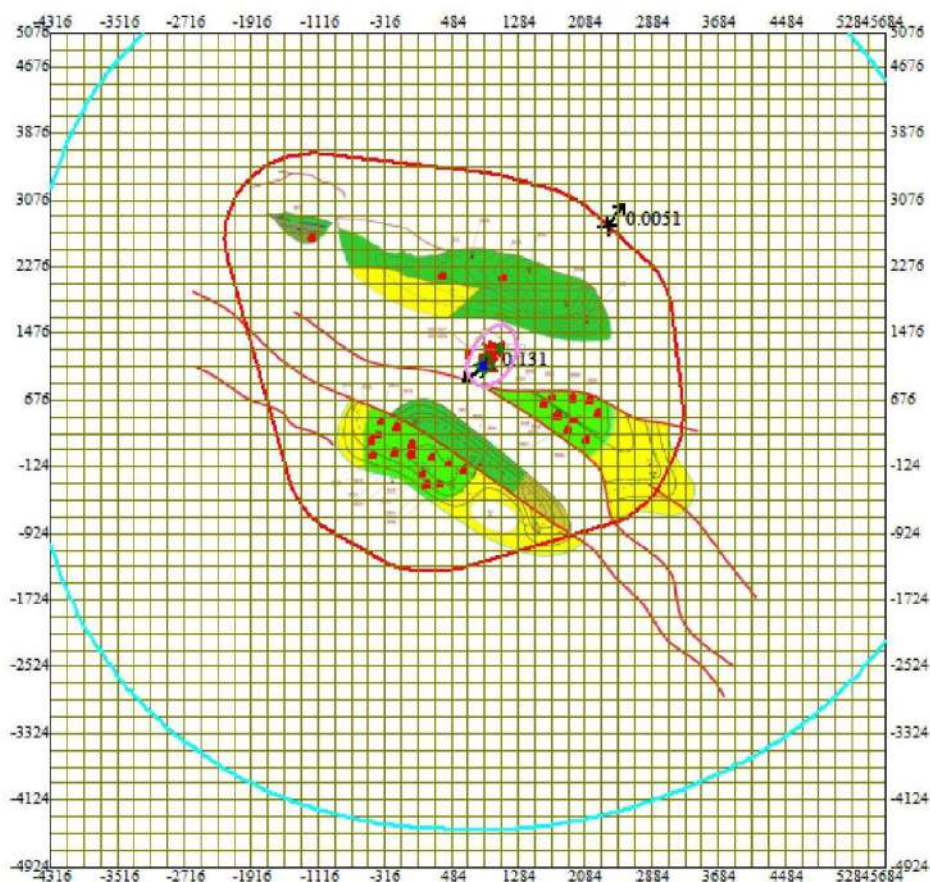
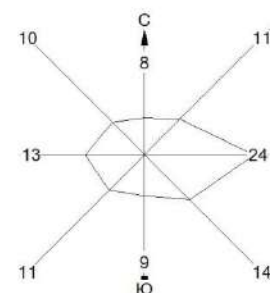
Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Blue arrow] Максим. значение концентрации  
 [Red rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.467 ПДК  
 — 0.506 ПДК  
 — 0.544 ПДК  
 — 0.567 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.566833 ПДК достигается в точке  $x = 884$   $y = 1076$   
 При опасном направлении  $50^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.5$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $10000$  м, высота  $10000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $51 \times 51$

Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0602 Бензол (64)



Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Red dot] Максим. значение концентрации  
 [Red line] Расч. прямоугольник N 01

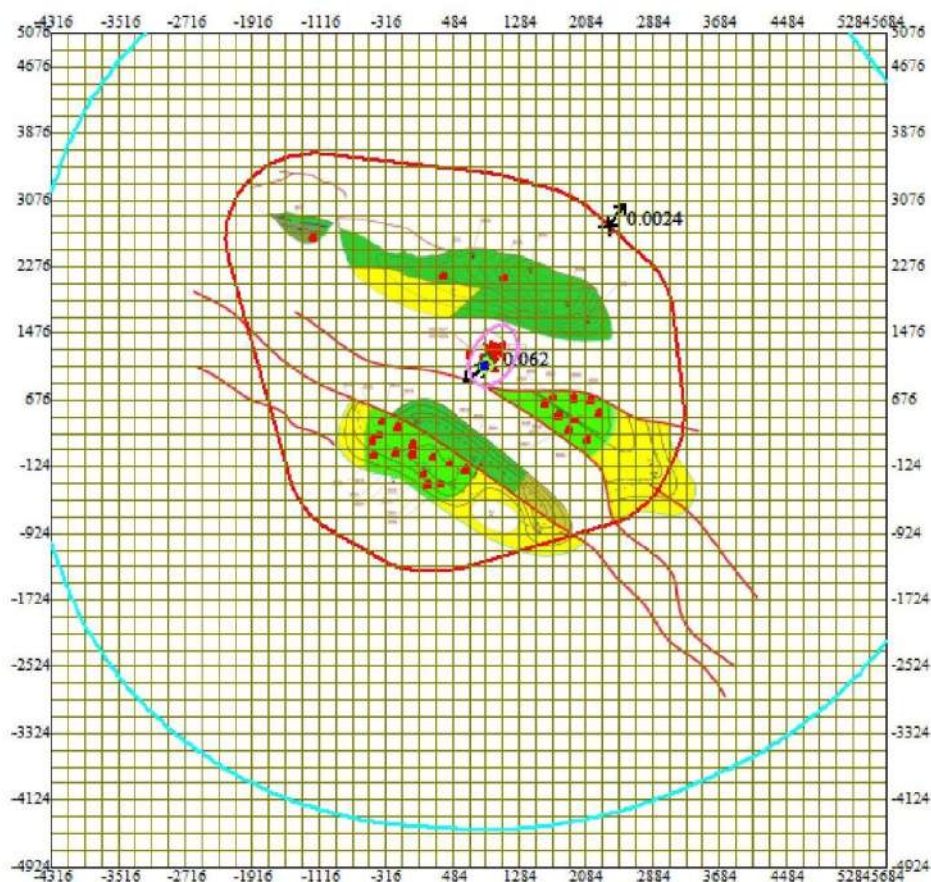
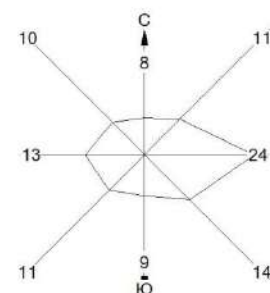
Изолинии в долях ПДК  
 — 0.00090 ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.051 ПДК  
 — 0.100 ПДК  
 — 0.101 ПДК  
 — 0.131 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.1310963 ПДК достигается в точке x= 884 y= 1076  
 При опасном направлении 50° и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51\*51



Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



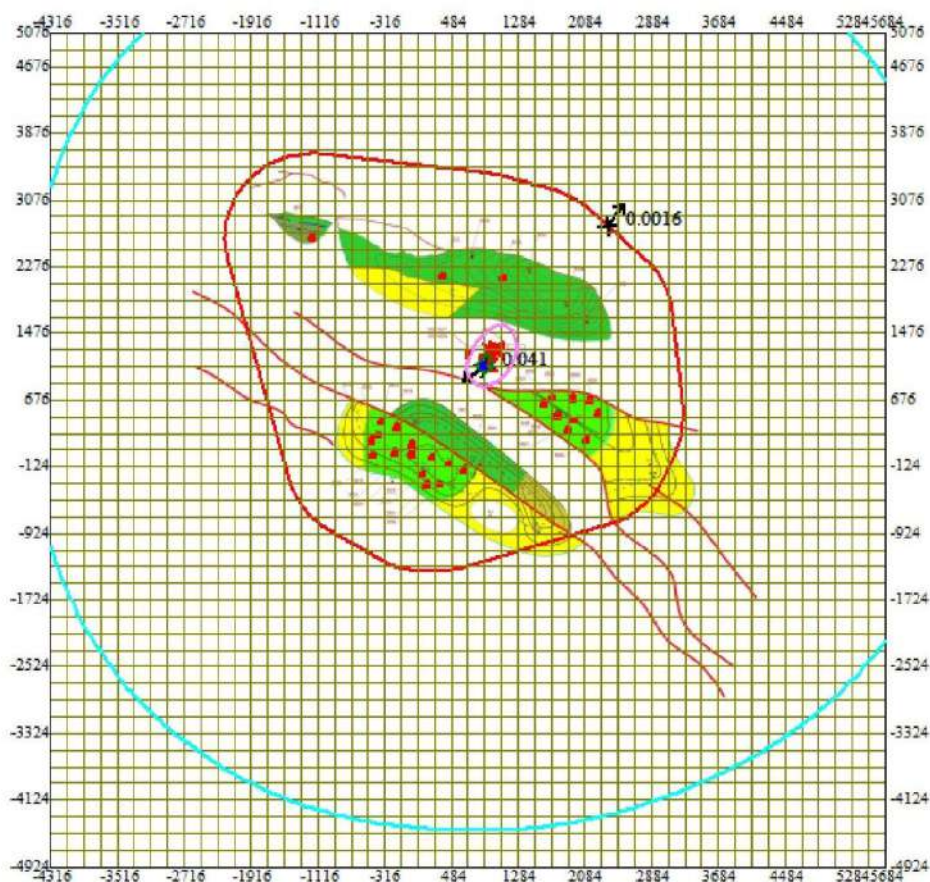
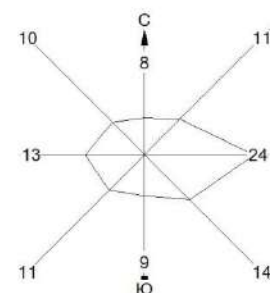
Условные обозначения:  
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 \* Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.00043 ПДК  
 — 0.024 ПДК  
 — 0.047 ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.062 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.0617164 ПДК достигается в точке x= 884 y= 1076  
 При опасном направлении 50° и опасной скорости ветра 0.5 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51\*51

Город : 213 Бурбайтал надсолевой  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:  
 [Red rectangle] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Blue arrow] Максим. значение концентрации  
 [Cyan line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.00028 ПДК  
 — 0.016 ПДК  
 — 0.032 ПДК  
 — 0.041 ПДК

0 735 2205м.  
 Масштаб 1:73500

Макс концентрация 0.0411541 ПДК достигается в точке  $x=884$   $y=1076$   
 При опасном направлении  $50^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.5$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $10000$  м, высота  $10000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $51 \times 51$

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 5**







## ЛИЦЕНЗИЯ

**07.08.2007 года**

**01079P**

**Выдана**

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,  
Микрорайон 8, дом № 38А  
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер фискала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие**

**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс I**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»,  
Министерство экологии, геологии и природных ресурсов  
Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель**

(уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** **07.08.2007**

**Срок действия  
лицензии**

**Место выдачи**

**г.Нур-Султан**



**Дата перевода в электронный формат:** **21.10.2021**

**Ф.И.О. подписавшего:**

**Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**



Страница 1 из 2

## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079P

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

### Производственная база

(местонахождение)

### Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

### Руководитель (уполномоченное лицо)

-  
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Отечественный стандарт «Электронный документ» (ГОСТ Р 57033-2016) и стандарт «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» (ГОСТ Р 57033-2016) применяются к документу, подписанному электронной подписью.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)



## **ПРИЛОЖЕНИЕ 6**





Приложение № \_\_\_\_\_  
к Контракту № \_\_\_\_\_  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
добыча  
(вид недропользования)  
от 12.05. 2023 года  
рег. № 582-11 УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА  
ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО РАЗВИТИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР  
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «АСКЕР МУНАЙ» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Бурбайтал надсолевое на основании протокола Компетентного органа (№13/2 от 3 апреля 2023 года).

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участков недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 8.

Координаты угловых точек		
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 42' 12"	49° 25' 35"
2	46° 41' 59"	49° 32' 57"
3	46° 40' 40"	49° 33' 00"
4	46° 36' 15"	49° 38' 49"
5	46° 34' 26"	49° 37' 46"
6	46° 34' 59"	49° 33' 22"
7	46° 39' 05"	49° 31' 42"
8	46° 41' 05"	49° 25' 29"

Площадь участка недр составляет – 92,89 (девятисто две целых восемьдесят девять сотых) кв. км.

Глубина отвода – до абсолютной отметки минус 1900 м.

Заместитель председателя

*Handwritten signature*

К. Туткышбаев

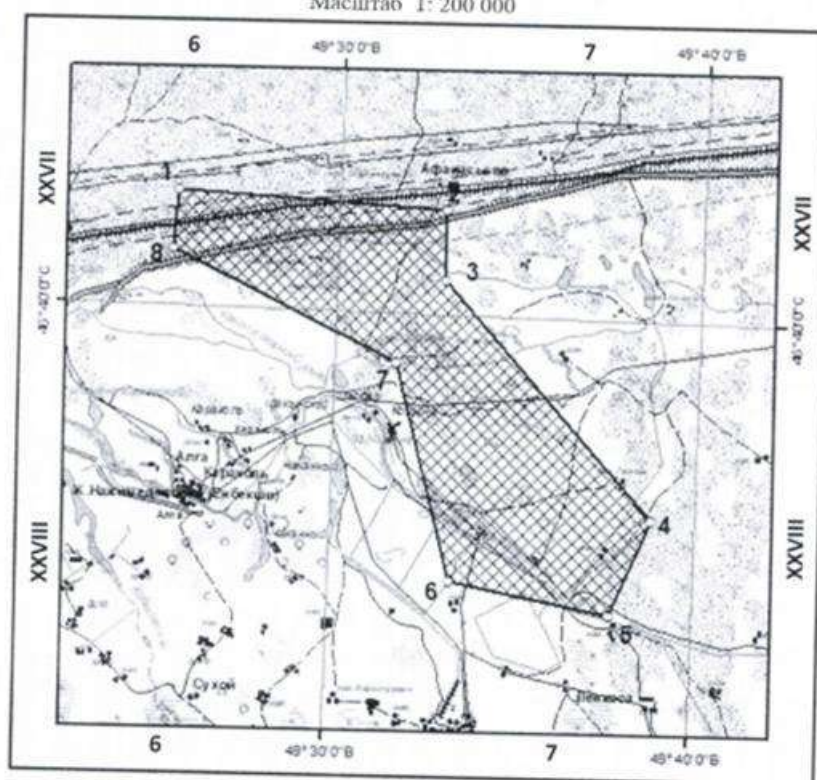


г. Астана,  
май, 2023 г.



Приложение №  
по Контракту № от 2023 г.  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
добыча  
(вид недропользования)  
от 12 мая 2023 г. Рег. № 522 Д-УВ

**Картограмма расположения участка недр месторождения Бурбайтал надсолевой в пределах блоков XXVII-6-F(частично), XXVIII-6-C(частично), XXVII-7-D(частично), XXVIII-7-A(частично)**  
Масштаб 1: 200 000



#### Условные обозначения

- |  |   |
|--|---|
| контур участка недр месторождения Бурбайтал надсолевой | ЛЭП на деревянных и железобетонных опорах |
| железные дороги  | водопроводы подземные                     |
| автодороги с усовершенствованным покрытием             | реки, ручьи (пересыхающие)                |
| автодороги с усовершенствованным покрытием по насыпи   | реки, ручьи (постоянные)                  |
| улучшенные грунтовые дороги                            | населенные пункты                         |
| грунтовые проселочные дороги                           | горизонтали основные                      |
| полевые дороги   | пески бугристые и барханные               |
| газопроводы подземные                                  | кустарники                                |
|  | озера                                     |
|  | солончаки проходимые                      |

г. Астана  
май, 2023 г.

<p>050007, АТЫРАУ ҚАЛАСЫ ГҮРЬЕВ КӨШЕСІ, 7А ҮЙ ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ДЕНСАУЛЫҚ САҚТАУ МИНИСТРЛІГІ МЕМЛЕКЕТТІК САНИТАРЛЫҚ-ЭПИДЕМИОЛОГИЯЛЫҚ ҚАДАҒАЛАУ КОМИТЕТІНІҢ АТЫРАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ДЕПАРТАМЕНТІ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ</p>	<p>Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД _____ КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО 39931884</p>
<p>Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан</p>	<p>Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрінің 2011 жылғы 20 желтоқсандағы № 902 бұйрығымен бекітілген № 199/с нысанды медициналық құжаттама</p>
<p>Мемлекеттік санитарлық-эпидемиологиялық қадағалау комитетінің Атырау облысы бойынша департаменті Департамент Комитета Госсанэпиднадзора МЗ РК по Атырауской области</p>	<p>Медицинская документация Форма № 199/у Утверждена <u>приказом</u> Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 декабря 2011 года № 902</p>

**САНИТАРЛЫҚ-ЭПИДЕМИОЛОГИЯЛЫҚ ҚОРЫТЫНДЫ**  
**САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**  
**№409 -П**

«12» 06 2013 ж.( г.)

- 1.Санитарлық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза) Проекта обоснования размера санитарно-защитной зоны ТОО «Аскер Мұнай» пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, көліктердің және т.б. атауы) (полное наименование объекта, отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности, работ, продукции, услуг, транспорт и т.д.) Жүргізілді(Проведена) өтініші, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарлы түрде және басқалай (күні, нөмірі) по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата, номер)- исх.№87 от 17.05.13г.
  - 2.Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик (заявитель))ТОО «Аскер Мұнай » г.Алматы, пр. Достык 117/6, телефон 8/7273/90-11-20, директор И.А.Борисова
  - Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің Т.А.Ә.А. (полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Ф.И.О. руководителя)
  - 3.Санитарлық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)–Атырауская область, Курмангазинский район
  - сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)
  - 4.Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены))
  - 5.Ұсынылған құжаттар (Представленные документы)- Проект СЗЗ, вх.№Б-662 от 30.05.13г.
  - 6.Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции)-
  7. Басқа ұйымдардың сараптау ұйғарымы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций (если имеются))-
  - Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организаций выдавшей заключение)-
  - 8.Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитарлық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции))
- ТОО «Аскер Мұнай» проводит разведку углеводородного сырья на контрактной территории согласно Контракту №1280 от 13.12.2003г. и Дополнению №3 к Контракту за регистрационным номером № 3878-УВС от 12 декабря 2012г.





В период бурения разведочных скважин глубиной 6500 метров на площади Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» выявлено 37 источников выбросов, из которых 24 организованных, 13 неорганизованных.

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу В период бурения разведочных скважин глубиной 6500 метров на площади Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» на 2013-2014 года составит:

на существующее положение – 773,93484676 т/год, в том числе:

твердых – 16,279999958 т/год

жидких и газообразных – 757,6548468 т/год

Объемы образования отходов производственных – 4250,23 т/год; отходы потребления – 6,29 т/год.

В соответствии с санитарными правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №93, утвержденными Постановлением Правительства РК, предприятия должны быть отделенный санитарно-защитными зонами.

По результатам расчетов рассеивания максимальных приземных концентрации загрязняющих веществ расстояние до границы расчетного значения СЗЗ принято: Расчет выбросов загрязняющих веществ проведен без учета выбросов от соседних предприятий.

Расчетный размер СЗЗ в период бурения разведочных скважин глубиной 6500 метров на площади Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» составляет – 1000 м.

#### **Инфраструктура и мероприятия по благоустройству санитарно-защитной зоны**

##### **Водоснабжение**

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Настоящим проектом водоснабжение для технических целей предусматривается из водозаборной скважины глубиной 200-250 м доставляется автоцистернами от стояка на 8 разъезде ж/д Атырау-Астрахань 5 км. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 40 м<sup>3</sup>.

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям СанПиН «Вода питьевая». Сосуды для питьевой воды будут использоваться изготовленные из легко очищаемых материалов, защищенные от загрязнения крышками, запирающимися на замок, снабженные кранами и кружками или кранами фонтанного типа. Сосуды будут промываться и периодически дезинфицироваться. Смена воды и промывка сосудов должны буду производиться ежедневно. Температура питьевой воды не должна превышать 20<sup>0</sup>С и быть ниже 8<sup>0</sup>С.

Использование сырой воды планируется только с разрешения санитарно-противоэпидемической службы.

Потребность питьевой воды и воды для бытовых нужд рассчитана по СНиП 4.01.02.-2001 на всех этапах полевых работ, при норме расхода на 1 чел 150л в сутки.

##### **Санитарно-эпидемиологические требования по озеленению территорий**





Территория С33 должна быть благоустроена и озеленена. В проекте благоустройства С33 решают следующие вопросы:

- ✓ устанавливаются типы и конструкции посадок, подбирается ассортимент деревьев, кустарников, цветочных растений и газонных трав, разрабатывается агротехника работ по озеленению и уходу за насаждениями в первый год после посадки, определяется объем работ и потребность в материалах для озеленения;
- ✓ разрабатываются мероприятия по максимальному сохранению и эффективному использованию в защитных целях существующих зеленых насаждений с определением объема работ по реконструкции;
- ✓ на отдельных участках зеленых насаждений, если это необходимо, проектируется эксплуатационные дороги, а на участках, предназначенных для транзитного движения населения – пешеходные дороги и электроосвещение;
- ✓ решается организация полива зеленых насаждений, определяются нормы, методы и способы орошения; в зависимости от выбранного способа орошения разрабатываются проект открытой или закрытой поливочной сети, определяется объем работ и потребность в материалах и оборудовании для полива;
- ✓ определяются штаты производственного персонала по уходу за насаждениями, потребность в машинах и механизмах для ухода;
- ✓ решаются вопросы организации озеленительных работ;
- ✓ определяется стоимость озеленения.

При благоустройстве С33 существующие зеленые насаждения на территории С33 должны быть максимально сохранены и включены в общую систему озеленения зоны. Со стороны селитебной территории в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями предусматривают полосу древесно-кустарниковых насаждений шириной не менее 40% территории С33.

С целью определения степени воздействия предприятия на прилегающие районы на территории С33 организуется контроль за основными параметрами окружающей среды: уровнем загрязнения атмосферного воздуха, уровнем шума, радиации, качеством воды в водных объектах, загрязнением почв и т.д. путем создания постоянных постов или маршрутных пунктов.

Контроль ведется в режиме мониторинга с периодичностью и по программе.

Для выполнения мониторинговых работ будут привлекаться организации и аккредитованные лаборатории, на основании статьи 132 п.9 Экологического Кодекса РК, оснащенные современным оборудованием, методиками измерений, опытом выполнения подобных работ, имеющие соответствующие лицензии на проведение запланированных исследований.

Результаты многолетних (не менее чем годовых) систематических наблюдений по контролю воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения могут быть использованы при корректировке размеров С33.

### **Оценка уровня шумового воздействия**

#### **Результаты проведенных наблюдений**

Технологические процессы могут являться источниками сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а так же на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный шум создается при работе компрессоров, насосов, транспорта и другой техники.



Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния. При удалении от источника до двухсот метров происходит быстрое затухание шума.

На территории предприятия источниками шума служат:

технологическое оборудование

Для оценки источников шумового воздействия, проведены замеры уровней шума в период бурения разведочных скважин глубиной 6500 метров на площади Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай» (протокол №77-3/13 в приложении).

#### **Шумовое воздействие транспорта**

Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ19358-85. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, составляют: грузовые – дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше – 91 дБ(А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от времени суток и др.

Уровни звуковой мощности (УЗМ) при работе технологического оборудования

В период бурения разведочных скважин глубиной 6500 метров на площади Каратобе-Бурбайтал ТОО «Аскер Мунай»

По периметру ТОО «Актюбинский завод металлоконструкций» были сделаны инструментальные замеры уровней звука и уровней звукового давления в октавных полосах частот. Замеры проводились только в дневное время и без поправок на фоновый шум, создаваемый находящимися рядом другими объектами, железнодорожной магистралью, автомагистралью республиканского значения, а также автодорогами местного значения, по которым движется много грузового автотранспорта.

С целью определения уровня воздействия на окружающую среду факторов физического воздействия, создаваемых источниками ТОО «Актюбинский завод металлоконструкций» были проведены инструментальные измерения на границах СЗЗ в восьми направлениях (С, Ю, З, В, СВ, ЮВ, ЮЗ, СЗ).

Измерение шума и вибрации осуществлялось при помощи шумомера-виброметра ШИ 01В.

Все приборы внесены в реестр государственной системы измерений Республики Казахстан и имеют свидетельства о поверке.

Результаты измерений шума, вибрации показали отсутствие вибрационной нагрузки на границах СЗЗ. Таким образом, можно сделать вывод, что воздействие таких физических факторов, как вибрация, электромагнитное излучение, радиация находится на очень низком уровне и ограничено пределами территории предприятия и нормативной границы санитарно-защитной зоны (1000 м).

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, алаңы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының түру биіктігі, батпактанудың болуы, желдің басымды бағыттары, санитарлық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты) (Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции (размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования,

теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света)) – приведены в проекте

10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері (Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото) – приведены в проекте

## САНИТАРЛЫҚ-ЭПИДЕМИОЛОГИЯЛЫҚ ҚОРЫТЫНДЫ САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны ТОО «Аскер Мұнай»

(нысанның, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керек-жарак) пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық атауы) (полное наименование объекта, хозяйствующего субъекта (принадлежность), отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности, работ, продукции, услуг, автотранспорта и т.д.) санитарлық-эпидемиологиялық сараптама негізінде (на оснований санитарно-эпидемиологической экспертизы) Санитариялық ережелер мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай немесе сай еместігін көрсетіңіз (не соответствует или соответствует) (нужное подчеркнуть) требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденным постановлением правительства РК от 17 января 2012 года №93

(указать)

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрде күші бар

На основании Кодекса Республики Казахстан 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV ЗРК настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

М.О Атырау облысының Бас Мемлекеттік  
санитарлық дәрігері

М.П Главный Государственный  
санитарный врач  
Атырауской области

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Ө.З.Зинуллин

Искакова  
328320